

UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID

ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



TRABAJO FIN DE GRADO

GRADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA

**ESTUDIO COMPARATIVO DE LA CAPTACIÓN DE UNA
INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA**

Autor: José Félix Morgado Martín

Director: Manuel Antolín Arias

Leganés, a 6 de Junio de 2012

A todas las personas y circunstancias que han influido de alguna manera en mi vida, pues este proyecto no es más que la consecuencia de la influencia de todas ellas.

Resumen

Siempre es esencial prestar atención a la eficiencia económica en una inversión aunque hoy en día aún más. La crisis económica también afecta a las políticas energéticas, los gobiernos de toda Europa están tomando medidas contra la crisis. Particularmente en España una medida ha sido suspender las primas a las instalaciones de generación renovables. La nota de prensa dada por el gobierno sobre la modificación de la ley de compensación económica a instalaciones de generación renovable el 27 de Enero de 2012 ^[1], daba como razones principales las siguientes:

- El sistema eléctrico no puede hacer frente a los costes de las prestaciones.
- Evitar que se siga incrementando el déficit tarifario.
- La capacidad instalada en España de energía renovable cumple con los objetivos acordados con la Unión Europea.

Estas circunstancias implican la suspensión del mecanismo de compensación mediante una prima para impulsar otro mecanismo de compensación. Este mecanismo se conoce como **balance neto** y es una clara mirada hacia la distribución distribuida.

En términos generales, el propósito del balance neto es consumir la energía equivalente a la que produce la instalación fotovoltaica. Primero la energía generada por la instalación se inyecta en la red y después, el propietario de la instalación tiene un periodo para consumir esa cantidad de energía inyectada. Por lo tanto, la energía no se puede almacenar en el sistema para siempre, de hecho la energía inyectada no se almacena, el “almacenamiento” solo es un acuerdo entre la persona que genera electricidad con la instalación fotovoltaica y la compañía.

Antes de centrarnos en el proyecto en sí, es necesario prestar atención a un hecho dramático, el incidente de Fukushima. En los países democráticos, la opinión pública es una fuerza que produce cambios en las políticas de los gobiernos, esto es un hecho. Algunos países, después del incidente de Fukushima han cambiado sus políticas con respecto a la generación de electricidad con tecnología nuclear.

Según Radio Televisión Española ^[2], el movimiento antinuclear se ha incrementado en Japón. Alemania e Italia han limitado el uso de tecnología nuclear para la producción de electricidad. Por otra parte, Francia y Estados Unidos han continuado construyendo nuevas instalaciones para la generación de energía mediante tecnología nuclear.

De acuerdo con movimientos ecologistas, las medidas adoptadas con respecto a la generación nuclear no son suficientes; además dicen que las compañías no han aprendido las lecciones de Fukushima.

^[1] Disponible en <http://www.minetur.gob.es/es-es/gabineteprensa/notasprensa/documents/npregimenespecial270112.pdf>

^[2] <http://www.rtve.es/noticias/20120309/energia-nuclear-ano-despues/505141.shtml>

En España, del 3 al 11 de Mayo de 2011 se hizo una encuesta por el CIS ^[3] revelando que sobre el 60% de la población estaba en contra de la generación mediante tecnología nuclear.

Según una encuesta realizada por Público ^[4] del 21 al 24 de Marzo, los resultados mostraban que el 41,6% de los encuestados estaba en contra de la generación de energía mediante tecnología nuclear. Un mes más tarde del incidente de Fukushima, comparando las dos encuestas, el rechazo creció el 20%. Quizá este incidente sea un aliciente para prestar atención a la generación distribuida.

Proveer a todo el que lea el proyecto la máxima información posible, ha motivado ir más allá del análisis económico de las instalaciones. La principal razón para determinar la inversión es el beneficio económico, pero para proveer de más información, además del beneficio, en el proyecto se han tenido en cuenta otros indicadores.

El principal propósito de este proyecto es conseguir la respuesta a la cuestión: ¿Vale la pena invertir en una instalación con seguimiento solar?

Sin olvidar el rigor en los conceptos teóricos empleados, en el proyecto se hace una rápida revisión sobre conceptos como: La energía solar como fuente de energía, la constante solar, la irradiación solar, la trayectoria solar, la ecuación del tiempo, el espectro electromagnético, pérdidas por sombreado, los principios de funcionamiento de una célula solar y las principales características y componentes de una instalación fotovoltaica, incluyendo los sistemas de seguimiento.

El proyecto tiene una fuerte componente práctica, como consecuencia de esto, los precios que se han tomado como referencia para los componentes de una instalación fotovoltaica son los más actuales en el mercado. También se ha tenido en cuenta la modificación de la ley sobre prestaciones a las instalaciones de generación renovable.

Se ha decidido centrar el proyecto en España, en dos localizaciones distintas, Logroño y Murcia, la razón era comparar la variación de producción de energía dependiendo de la localización, comparando en ambas localizaciones la instalación fija con las distintas tecnologías de seguimiento.

Las principales características de la instalación del estudio son:

- Instalación conectada a red.
- Precio de la energía: 0,146903 € por kWh.
- 128 paneles fotovoltaicos (225x6P).
- Potencia instalada: 30 kW.
- Vida útil de la instalación: 25 años.

La estimación de la producción de energía se ha obtenido a través de la aplicación PVSyst 5.5.

^[3] Centro de Investigaciones Sociológicas, <http://www.cis.es/cis/opencms/ES/index.html>

^[4] <http://www.publico.es/ciencias/381097/fukushima-inclina-a-los-espanoles-contra-las-nucleares>

Según los fabricantes, el rendimiento de un panel fotovoltaico decrece del 100% al 80% en 25 años. En el proyecto también se ha tenido esto en cuenta, suponiendo un decrecimiento lineal del rendimiento en función de los años para obtener un factor que se empleará para corregir la producción de energía.

El análisis se ha centrado en tres componentes:

- Componente económica.
- Componente energética.
- Componente medioambiental.

En la componente económica se han empleado conceptos como el **valor actual neto**, la **tasa interna de retorno** y el plazo de recuperación, que estará presente en las instalaciones que generen un VAN superior a cero. El proyecto contiene los gráficos del valor actual neto en función de la tasa de descuento empleada. Estos gráficos dotan al proyecto de una mayor información y versatilidad. Con la incertidumbre de los mercados, si por ejemplo, subiese hoy mismo 100 puntos la prima de riesgo en España, solo habría que trazar una vertical a un 1% más a la derecha de la tasa de descuento empleada para obtener el nuevo valor actual neto. A pesar de la variación de los parámetros económicos empleados en la tasa de descuento, el estudio no necesita repetirse para obtener los nuevos valores actuales netos.

La componente económica también contiene el precio de mantenimiento y operación, la estimación usada para el mantenimiento es 144 € por año. También se supone que en el año doceavo, el propietario de la instalación tiene que renovar 4 paneles fotovoltaicos.

Para el desarrollo de la componente energética se han empleado conceptos como **la tasa de retorno energética** y el **tiempo de retorno de la energía**. La razón para considerar esta componente es medir de alguna manera la sostenibilidad de la fuente de energía. En una instalación cuya tasa de retorno es de 5:1 será energéticamente más sostenible que si la misma instalación, en otra parte solo obtiene una tasa de retorno de 2:1, cuanto más alto es el número mayor es la sostenibilidad que obtenemos de la fuente.

La tasa de retorno energética y el tiempo de retorno de la energía se han estimado con los datos proporcionados por la Universidad de Utrech, en los Países Bajos, del estudio *Environmental Impacts of Crystalline Silicon Photovoltaic Module Production*, Junio de 2006, publicado por: Marisa J. de Wild-Scholten, Erik Alsema.

Por último, otro enfoque en la evaluación es la componente medioambiental. Quizá es la componente más controvertida de todas, porque cuando se habla de generación fotovoltaica pensamos que no se emite ningún gas durante la generación. Es cierto que en la generación no se emiten gases de efecto invernadero, no obstante, para conseguir una amplia visión del impacto, los gases emitidos por la producción y transporte de los paneles fotovoltaicos también deben tenerse en cuenta.

Se han considerado tres gases de efecto invernadero, CO₂, SO₂ y NO_x, con los datos facilitados por gasNaturalFenosa y las emisiones por la producción de paneles. Para estimar las emisiones debidas a la producción de un panel, se han usado los datos de la Universidad de Utrech, en los Países Bajos del estudio *Photovoltaics Energy Payback Times, Greenhouse Gas Emissions and external costs: 2004- early 2005 Status, 2006*, publicado por: Vasilis Fthenakis, Erik Alsema.

Una de las conclusiones obtenidas del proyecto es la siguiente: La modificación en la ley sobre las prestaciones a instalaciones de generación renovable da un vuelco a la situación actual. Actualmente una instalación fotovoltaica no es tan económicamente rentable como lo era antes, con el balance neto como compensación económica, la tasa interna de retorno de los proyectos es mucho más baja. Esto implica que habrá más lugares donde una instalación fotovoltaica no es económicamente rentable.

Por otra parte, ahora en los lugares donde una instalación es económicamente rentable, la tasa de retorno de energía es también mayor; se podría decir pues, que el balance neto implica un impulso hacia la sostenibilidad energética. Dependiendo de la tecnología, la diferencia entre las tasas de retorno de los casos del estudio van desde el 20% al 49%.

De los resultados obtenidos, en el caso de estudio de Logroño ninguna de las instalaciones estudiadas es económicamente rentable. Todos los valores actuales netos obtenidos del caso de estudio de las instalaciones de Logroño son inferiores a 0.

Sin embargo, en Murcia, todas las instalaciones generan un valor actual neto superior a 0, aunque la instalación que genera el valor actual neto más alto es la de seguimiento de eje vertical. Sin embargo, la diferencia entre la instalación de seguimiento vertical y la instalación fija no es muy significativa. Una contingencia en la instalación de seguimiento vertical es más cara que en la instalación fija, este es un factor a tener en cuenta.

Por último, en el proyecto se asume un posible escenario futuro con un incremento en el precio de la electricidad del 10%. El resultado obtenido en este posible escenario hace que incremente el valor actual neto, haciendo que las instalaciones fija y de seguimiento vertical sean económicamente rentables en Logroño. Sin embargo, el incremento del 10% en el precio de la electricidad sigue sin producir un beneficio suficientemente alto como para que la instalación con seguimiento horizontal y dos ejes sean económicamente rentables.

Con el balance neto como mecanismo de compensación la componente económica pierde algo de peso, por eso se ha considerado hacer uso de otros indicadores, tales como los relacionados con la sostenibilidad energética y con el impacto medioambiental.

Summary

Always it is essential to pay attention to the economic efficiency of an investment although nowadays even more. The economic crisis also affects to the energetic policies, the governments of all around Europe are taking measures against the crisis. Particularly in Spain a measure has been to cut off the allowances to new installations of renewable energy generation. The press release by the government in Spain about the changes in the allowances law, in January 27, 2012^[5] showed the following main reasons:

- The costs of the allowances are not affordable to the electrical system.
- Avoid the increase of the tariff deficit.
- The capability installed fulfill with the minimum established by the European Union.

These circumstances entail to cut off on the most mechanism used to boost another mechanism of compensation. This mechanism is known as **net balance** and it is a clear sight to the distributed generation.

All in all, the net balance mechanism is based on consuming the whole energy equivalent to the energy produced by the installation. First, the energy generated by the installation is injected into the grid, then the owner of the installation has a period of time to consume the amount of injected energy, therefore the energy cannot be stored forever, in fact the energy is not stored, the “storage” is just an agreement between the person who generates and the company.

Before focusing on the project in self, it is needed to take a look to one dramatic event, the incident of Fukushima. In the democratic countries, the public opinion it is the force that produces the changes in the policies of the governments, this is a fact, some countries have been changed their policies to the nuclear energy generation after the Fukushima’s event.

According to Radio Televisión Española ^[6], the antinuclear movement has increased in Japan. Germany and Italy has been limited the use of nuclear technology at generation. On the other hand, France and USA has continued building new installations to generate electricity through the nuclear technology.

According to the ecologist movement, the measures adopted against nuclear generation are not enough; besides, they say that the companies have not learned the lessons from Fukushima.

^[5] Available on <http://www.minetur.gob.es/es-es/gabineteprensa/notasprensa/documents/npregimenespecial270112.pdf>

^[6] <http://www.rtve.es/noticias/20120309/energia-nuclear-ano-despues/505141.shtml>

In Spain, since 3 to 11 of May of 2011 was made a survey by CIS ^[7] and it revealed that around the 60 % of the population is against the nuclear generation.

According to a survey made by Público ^[8] since 21 to 24 of March the results were quite different, just the 41,6 % of the polled were against nuclear energy generation, one month later the difference was around 20 %. Maybe this event could be an incentive to pay attention to distributed generation.

To provide of the maximum information possible to everyone who read the project has motivated to go further in the project than an economic analysis of the installation. The main reason is the economic profitability, but to provide of more information besides the economic profitability, in the project also have been taken into account other sort of indicators.

The main purpose of this project is to achieve the answer to the question: Is it worth to invest in a tracking photovoltaic installation?

Without forgetting the rigor in the theoretical concepts used, this project makes a quick review about concepts such as: The solar energy as a source of energy, the solar constant, the solar irradiation, the Sun path, the equation of time, the electromagnetic spectrum, losses by shades, the principles of working of a solar cell and the main characteristics and components of a photovoltaic installation, including the tracking systems.

This project has a strong practical component. As a result of this, the project is up to date, with the latest prices of the photovoltaic components available in the market. In the project it also has been taken into account the new law about allowances in renewable energy production.

It has been decided to focus the Project on Spain, in two different locations, Logroño and Murcia, the reason why was to compare the variation of the radiation depending on the location with the different tracking technologies and the fixed installation.

The main characteristics of the installation are the following:

- Grid-connected.
- Price of the energy: 0,146903 € per kWh.
- 128 photovoltaic panels (22Sx6P).
- Power installed: 30 kW.
- Lifetime of the installation: 25 years.

The estimation of the energy production has been obtained through the PVSyst 5.5 application.

According to the manufacturers, the photovoltaic panel performance decreases from 100% to 80 % in twenty five years. In the project it also has taken into account this characteristic, supposing a linear decreasing variation in years of the performance to obtain the correction factor to correct the production of energy.

^[7] Centro de Investigaciones Sociológicas, <http://www.cis.es/cis/opencms/ES/index.html>

^[8] <http://www.publico.es/ciencias/381097/fukushima-inclina-a-los-espanoles-contra-las-nucleares>

The analysis has been focused on three components:

- Economic component.
- Energetic component.
- Environmental component.

First of all, in the economic component it has been used concepts such as **net present value** and **internal rate of return** and the payback times, the payback times will be in the study cases with a NPV higher than zero. The project also contains the graphs of the net present value versus the discount rate, this gives to the project more information and versatility. With the uncertainty of the markets, if today the risk premium in Spain increases by 100 points, the only thing to do is just drawing a new vertical line rightward the discount rate used, then we get the new net present value. Despite the variation of the economics parameters used in the discount rate, is not necessary to repeat the calculations to obtain the new NPV.

This component also contains the price of maintaining and operation, the estimation used in the maintaining is 144 € per year. It is also supposed that in the year twelve, the owner of the installation has to replace 4 photovoltaic panels.

Second of all, in the energetic component, it has been used concepts as **energy returned on energy invested** and **the time returning of energy**. The reason to consider this component is to measure in some way the sustainability of the source of energy. In an installation which the EROE is 5:1 will be better than 2:1, the higher is the first number, the better sustainability we get from the source.

In the project it has been estimated these parameters through the data provided by the Utrecht University, the Netherlands in *Environmental Impacts of Crystalline Silicon Photovoltaic Module Production, June 2006, published by: Marisa J. de Wild-Scholten, Erik Alsema*.

Finally, to get another approach in the evaluation it is the environmental component. Maybe this component is the most controversial because when we talk about photovoltaic generation we are thinking in it like an energy source without emissions. It is true that in the generation there are not emissions, however, to reach a wide sight of the impact, the emissions emitted by the production and the transportation of the photovoltaic panels also requires being included.

In the environmental component has considered three warming potential gases, CO₂, SO₂ and NO_x, with the data provided by gasNaturalFenosa and the emissions by the production of the panels. To estimate the last one, in the project has been used the data provided by the Utrecht University, the Netherlands in *Photovoltaics Energy Payback Times, Greenhouse Gas Emissions and external costs: 2004- early 2005 Status, 2006, published by: Vasilis Fthenakis, Erik Alsema*.

One of the conclusions obtained of this project is the following: The last modification in the law about the allowance to the renewable energy generation changes the current situation. Nowadays a photovoltaic installation is not as economically feasible as before, with the net balance as mechanism of compensation the internal rate of return of the projects is much lower, this entails to have more places where an installation is not economically feasible.

On the other hand, nowadays in the places where the photovoltaic installation is economically feasible, the energy returned on energy is also higher; therefore we could say that net balance entails a boost to the energy sustainability. Depending on the technology the difference between the EROEs of the different study cases go from the 20% to 49 %.

From the results obtained, in the Logroño study case there is none installation that be economically feasible. All the net present values of the installations are lower than 0.

However, in Murcia, in all the installations were got a NPV higher than 0, although the higher NPV is obtained by the installation with vertical axis tracking. However the difference between vertical axis tracking installation and fixed installation are not very different. A contingency in the vertical axis tracking installation is more expensive than the fixed; this is a factor to take into account.

Finally, in the project is assumed a possible future scenario, with an increase in the price of the electricity of the 10 %. The result of this possible scenario is an increase of the net present value, making the Logroño fixed installation and vertical tracking installation economically feasible. However, the increase is not enough to make economically feasible the horizontal tracking and the two axis tracking installations in Logroño.

With the net balance as mechanism of compensation, the economic component losses some of weight. That is why it is necessary to use other indicators as the energy sustainability and the environmental indicators.

Índice

1. Introducción teórica	16
1.1 El Sol como fuente de energía	16
1.2 Conceptos básicos	17
1.2.1 La constante solar	17
1.2.2 Espectro electromagnético	20
1.2.3 Radiación solar	21
1.2.4 Estimación de la radiación directa	22
1.2.5 Ecuación del tiempo	26
1.2.6 Trayectoria solar	28
1.2.7 Pérdidas por sombras	29
2. Instalación fotovoltaica y sus componentes	32
2.1 El panel fotovoltaico	32
2.1.1 Aspectos constructivos	32
2.1.2 Parámetros principales de un panel fotovoltaico	33
2.1.3 Curvas características	34
2.1.4 Conexión de los módulos fotovoltaicos	35
2.2 La célula solar fotovoltaica	36
2.2.1 Características del material semiconductor	37
2.2.2 El efecto fotovoltaico	37
2.2.3 Aspectos constructivos y circuito equivalente	39
2.3 Acumulador	42
2.4 Regulador	42
2.5 Convertidor	43
2.6 Protecciones	44
2.6.1 Esquema del estudio	45
3. Tipos de seguidores solares	46
3.1 Sistema pasivo de Freón	48
3.2 Sistema activo-motor	50
3.2.1 Seguimiento astronómico	51
3.2.2 Seguimiento mediante sensores	52

4. Alcance del análisis	56
5. Costes de inversión	62
6. Caso de estudio 1	64
6.1 Instalación fija	65
6.2 Instalación con seguidor de eje horizontal	67
6.3 Instalación con seguidor de eje vertical	69
6.4 Instalación con seguidor de dos ejes	71
6.5 Análisis de los resultados	73
7. Caso de estudio 2	74
7.1 Instalación fija	75
7.2 Instalación con seguidor de eje horizontal	77
7.3 Instalación con seguidor de eje vertical	79
7.4 Instalación con seguidor de dos ejes	81
7.5 Análisis de los resultados	83
8. Comparación entre los casos estudiados	84
9. Conclusiones	88
10. Bibliografía	90

Índice de figuras

Figura 1. <i>Variación de la intensidad de la radiación</i>	17
Figura 2. <i>Órbita terrestre</i>	18
Figura 3. <i>Variación de la constante Solar a lo largo del año</i>	19
Figura 4. <i>Afelio</i>	19
Figura 5. <i>Espectro electromagnético</i>	20
Figura 6. <i>Tipos de radiación</i>	21
Figura 7. <i>Identificación de irradiación extraterrestre y terrestre</i>	22
Figura 8. <i>La masa de aire a atravesar depende del ángulo de incidencia de los rayos solares</i> ...	23
Figura 9. <i>Tiempos iguales barren áreas iguales</i>	26
Figura 10. <i>Ecuación del tiempo y sus componentes</i>	27
Figura 11. <i>Trayectoria Solar de un día</i>	28
Figura 12. <i>Diagrama completo de trayectorias Solares</i>	28
Figura 13. <i>Diagrama de trayectorias Solares con los obstáculos localizados</i>	29
Figura 14. <i>Comparativa en los sistemas de captación</i>	31
Figura 15. <i>Esquema de la instalación fotovoltaica empleada en el análisis</i>	45
Figura 16. <i>Asociación de células</i>	32
Figura 17. <i>Estructura del encapsulamiento empleada por SIEMENS</i>	32
Figura 18. <i>Variación de la curva característica I-V con la irradiancia y la temperatura</i>	34
Figura 19. <i>Esquema de conexión de diodos</i>	35
Figura 20. <i>Material semiconductor en equilibrio</i>	37
Figura 21. <i>Respuesta espectral de una célula de silicio cristalino</i>	38
Figura 22. <i>Comparación de la reflexión en función del tratamiento del silicio</i>	39
Figura 23. <i>Mejora constructiva de los materiales semiconductores</i>	39
Figura 24. <i>Resistencia de una célula Solar</i>	40
Figura 25. <i>Efecto de las resistencias en la característica I-V de la célula Solar</i>	40
Figura 26. <i>Circuito equivalente de una célula Solar</i>	41
Figura 27. <i>Seguimiento con sistema pasivo de Freón</i>	48
Figura 28. <i>Actuadores instalados en estructuras</i>	51
Figura 29. <i>Sombra producida en el sensor cuando la luz solar no incide perpendicularmente</i> ...	52
Figura 30. <i>Varios tipos de sensores</i>	52
Figura 31. <i>Seguidor con motor y dos paneles fotovoltaicos</i>	53
Figura 32. <i>Propuesta sensor solar</i>	54
Figura 33. <i>Divisor de tensión con fotorresistencia</i>	54
Figura 34. <i>Tabla de la verdad y circuito digital</i>	55
Figura 35. <i>De izquierda a derecha, de arriba abajo: radiación recibida por un plano orientado 30º al sur; radiación con seguimiento acimutal; radiación con seguimiento polar; radiación con seguimiento a dos ejes</i>	56
Figura 36. <i>Variación del rendimiento del panel lineal en función del tiempo</i>	57
Figura 37. <i>Localización geográfica del caso de estudio 1</i>	64
Figura 38. <i>Perfiles VAN en las distintas instalaciones de Logroño</i>	73
Figura 39. <i>Localización geográfica del caso de estudio 2</i>	74
Figura 40. <i>Perfiles VAN en las distintas instalaciones de Murcia</i>	83

Figura 41. Comparación de producción de las distintas localizaciones geográficas en función de la tecnología empleada en cada instalación	84
Figura 42. Comparación de las tasas de retorno de energía en las distintas localizaciones geográficas en función de la tecnología empleada en cada instalación	85
Figura 43. Comparación de las emisiones de CO ₂ que se dejarían de emitir en las distintas localizaciones geográficas en función de la tecnología empleada en cada instalación	85
Figura 43. Comparación de las emisiones de SO ₂ que se dejarían de emitir en las distintas localizaciones geográficas en función de la tecnología empleada en cada instalación	86
Figura 43. Comparación de las emisiones de NO _x que se dejarían de emitir en las distintas localizaciones geográficas en función de la tecnología empleada en cada instalación	86
Figura 44. Comparación de los costes de inversión en función de la instalación	87
Figura 45. VAN en Logroño, en función de la tasa de descuento teniendo en cuenta un 10% en el incremento del precio del kWh	88
Figura 46. VAN en Murcia, en función de la tasa de descuento teniendo en cuenta un 10% en el incremento del precio del kWh	89

Índice de tablas

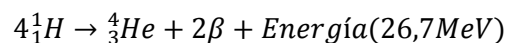
Tabla 1. <i>Tabla B.1 del apéndice B del Documento básico HE</i>	29
Tabla 2. <i>Datos obtenidos de PVGIS</i>	30
Tabla 3. <i>Emisiones de gases de efecto invernadero por kWh producido</i>	61
Tabla 4. <i>Gases contaminantes derivados de una instalación fotovoltaica</i>	61
Tabla 5. <i>Resultados energéticos y financieros de instalación fija en el aeropuerto de Logroño</i> .	65
Tabla 6. <i>Emisiones evitadas por la instalación fotovoltaica fija en Logroño</i>	66
Tabla 7. <i>Resultados energéticos y financieros de instalación con seguidor de eje horizontal en el aeropuerto de Logroño</i>	67
Tabla 8. <i>Emisiones evitadas por la instalación fotovoltaica con seguidor de eje horizontal en Logroño</i>	68
Tabla 9. <i>Resultados energéticos y financieros de instalación con seguidor de eje vertical en el aeropuerto de Logroño</i>	69
Tabla 10. <i>Emisiones evitadas por la instalación fotovoltaica con seguidor de eje vertical en Logroño</i>	70
Tabla 11. <i>Resultados energéticos y financieros de instalación con seguidor de dos ejes en el aeropuerto de Logroño</i>	71
Tabla 12. <i>Emisiones evitadas por la instalación fotovoltaica con seguidor dos ejes en Logroño</i>	72
Tabla 13. <i>Resultados energéticos y financieros de instalación fija en Murcia</i>	75
Tabla 14. <i>Emisiones evitadas por la instalación fotovoltaica fija en Murcia</i>	76
Tabla 15. <i>Resultados energéticos y financieros de instalación con seguidor de eje horizontal en Murcia</i>	77
Tabla 16. <i>Emisiones evitadas por la instalación fotovoltaica con seguidor de eje horizontal en Murcia</i>	78
Tabla 17. <i>Resultados energéticos y financieros de instalación con seguidor de eje vertical en Murcia</i>	79
Tabla 18. <i>Emisiones evitadas por la instalación fotovoltaica con seguidor de eje vertical en Murcia</i>	80
Tabla 19. <i>Resultados energéticos y financieros de instalación con seguidor de dos ejes en Murcia</i>	81
Tabla 20. <i>Emisiones evitadas por la instalación fotovoltaica con seguidor dos ejes en Murcia</i> .	82

1. Introducción teórica

1.1 El Sol como fuente de energía

El Sol es una esfera de plasma, compuesta principalmente de hidrógeno y helio. El plasma es un estado de la materia donde los electrones se separan de sus núcleos debido a la alta presión y temperatura, en este estado la energía cinética de los núcleos y electrones es muy alta.

El 90% de la energía que genera el Sol se produce en la región comprendida desde su centro hasta 0,23 veces su radio. Esta energía es producto del proceso que se conoce como fusión nuclear. El combustible que emplea el Sol para la fusión es el hidrógeno. Debido a la alta temperatura y presión a la que está sometido el átomo de hidrógeno se vuelve inestable y se une con más átomos de hidrógeno en una serie de etapas para dar helio, la reacción se puede resumir en la siguiente fórmula:



La energía que se libera de esta reacción se debe a que la masa de cuatro átomos de hidrógeno es mayor que la masa de un átomo de helio. Este exceso de materia se convierte directamente en energía que se transporta como radiación electromagnética, de acuerdo con la relación de equivalencia entre masa y energía:

$$E = \Delta M \cdot c^2$$

Donde:

- E es la energía liberada de la reacción.
- ΔM es la diferencia de masa entre 4 átomos de hidrógeno y uno de helio.
- c es la velocidad de la luz en el vacío ($c \simeq 300 \cdot 10^3 \frac{\text{km}}{\text{s}}$).

La energía que libera la reacción es transportada a la superficie solar por fotones energéticos aunque, debido a la fuerte absorción de los gases periféricos la mayoría de estos fotones no atraviesan la superficie.

1.2 Conceptos básicos

1.2.1 La constante solar

La energía que consigue salir de la superficie solar después de la reacción de fusión, se dispersa por el espacio disminuyendo su intensidad, la manera más intuitiva de ver cómo disminuye la intensidad es imaginar una esfera cerca del Sol y otra muy alejada como en la Figura 1:

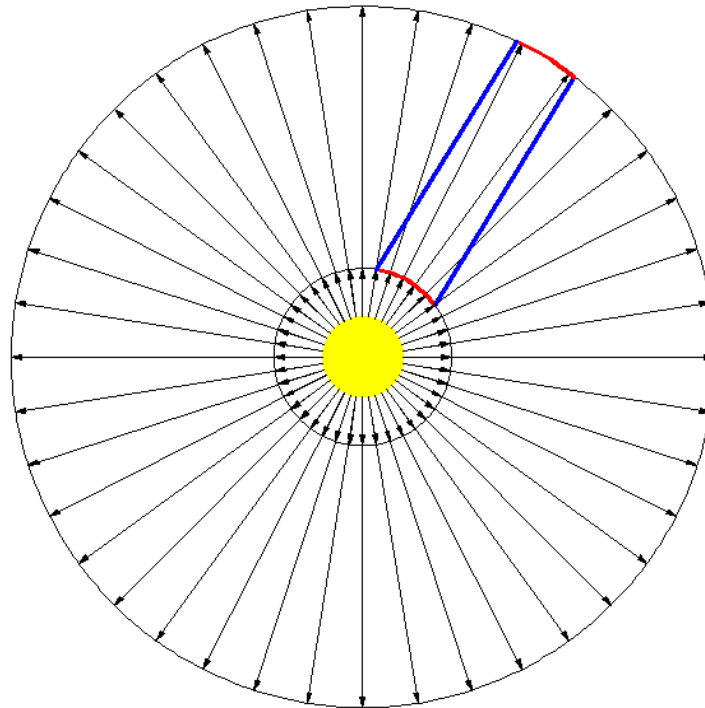


Figura 1. Variación de la intensidad de la radiación

La energía que atraviesan ambas superficies es la misma, aunque si nos fijamos en dos áreas iguales de cada superficie, la más cercana es atravesada por más líneas que la más alejada. Es decir, la intensidad de la radiación es inversamente proporcional a la distancia.

De manera analítica, la irradiancia total que llega a la Tierra sin atravesar la atmósfera, se calcula utilizando la expresión:

$$I(r) = \frac{P}{4\pi r^2} \quad \rightarrow \quad I_0 = 1367 \frac{W}{m^2}$$

Donde:

- I_0 es el valor medio de la irradiancia que llega a la Tierra sin atravesar la atmósfera. Se conoce como Constante Solar.
- $I(r)$ es la irradiancia en un punto del espacio a una distancia del Sol $r \left[\frac{W}{m^2} \right]$.
- P es la potencia que emite el Sol ($P \simeq 3,8 \cdot 10^{26} W$).
- r es la distancia del Sol a la Tierra ($r \simeq 150 \cdot 10^6 km$).

A pesar de la denominación constante solar, el valor de la irradiancia que llega a la Tierra no es constante porque la Tierra no gira equidistante al Sol, gira siguiendo una trayectoria elíptica excéntrica, como muestra la Figura 2.

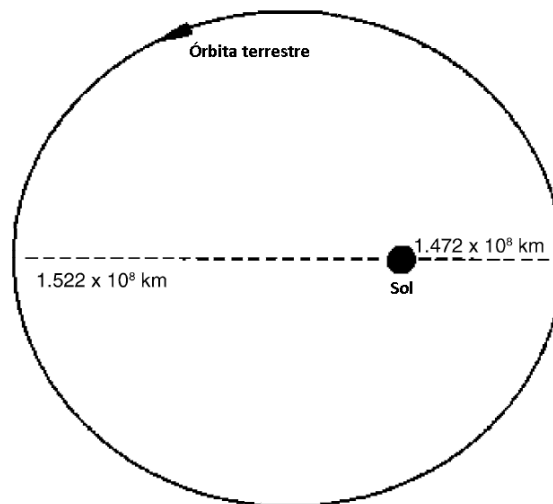


Figura 2. Órbita terrestre

La consecuencia de esto es una variación de la constante solar a lo largo del año, la determinada por la siguiente ecuación:

$$I = I_0 \left[1 + 0,033 \cdot \cos \left(\frac{360}{365} N_d \right) \right]$$

Donde:

- I es el valor de la irradiancia para un día dado.
- I_0 es el valor medio de la irradiancia que se conoce como constante solar.
- N_d es el día correspondiente para un día dado.

Y que de forma gráfica se puede observar en la Figura 3:

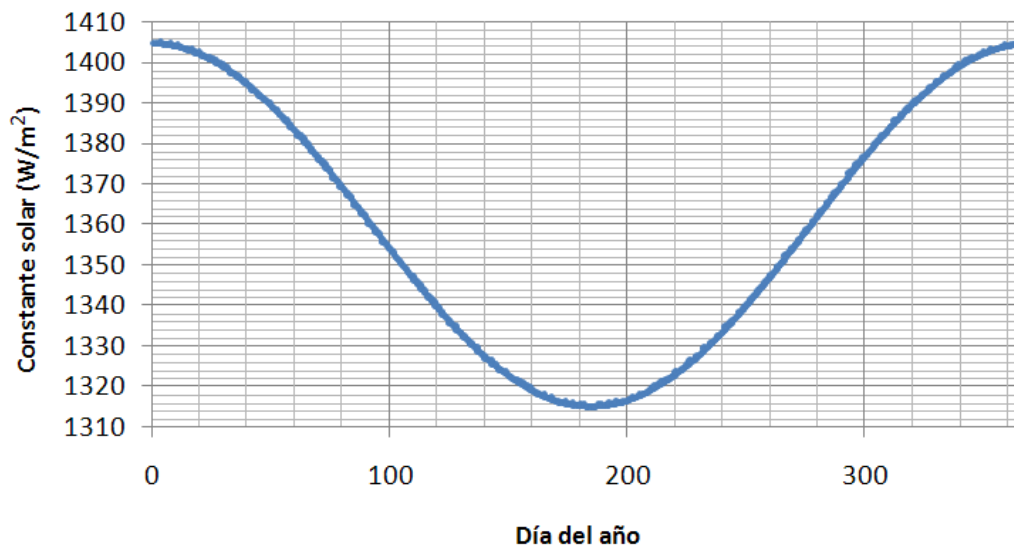


Figura 3. Variación de la constante Solar a lo largo del año

Curiosamente, en el 4 Julio la constante solar es mínima, esto es porque la Tierra, el 4 de Julio, se encuentra más alejada del Sol. Aunque los habitantes del hemisferio Norte podrían creer que Julio es el mes en el cual el Sol está más cerca, esto es falso. La razón por la cual los habitantes del hemisferio Norte reciben más energía en Julio es por la inclinación del eje terrestre. La Figura 4 muestra el Sol y la Tierra el día 4 de Julio:

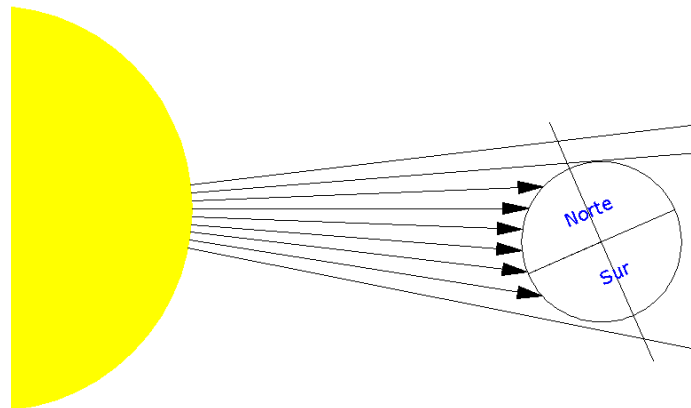


Figura 4. Afelio

Suponiendo que la Tierra se encuentra en el afelio ^[9], los rayos solares que alcanzan la Tierra en el hemisferio Sur, tienen que atravesar más cantidad de atmósfera para alcanzar la superficie terrestre, además se aprecia que en el hemisferio Norte hay una mayor densidad de líneas, es por eso que el hemisferio Norte está recibiendo más irradiancia, sin embargo, es cuando la constante solar es menor, porque la Tierra está más alejada del Sol.

^[9] Se llama así a la posición más alejada de un planeta con respecto al Sol.

1.2.2 Espectro electromagnético

Un aspecto importante a tener en cuenta es que no toda la energía recibida del Sol es aprovechada por el panel fotovoltaico; la composición de la atmósfera actúa sobre los fotones como filtro y atenuador. Por otra parte, la captura de fotones en el silicio se encuentra comprendida en un rango de frecuencias y energía. La Figura 5 muestra cómo afecta a la energía de los fotones la atmósfera y el rango de frecuencias admisible del silicio:

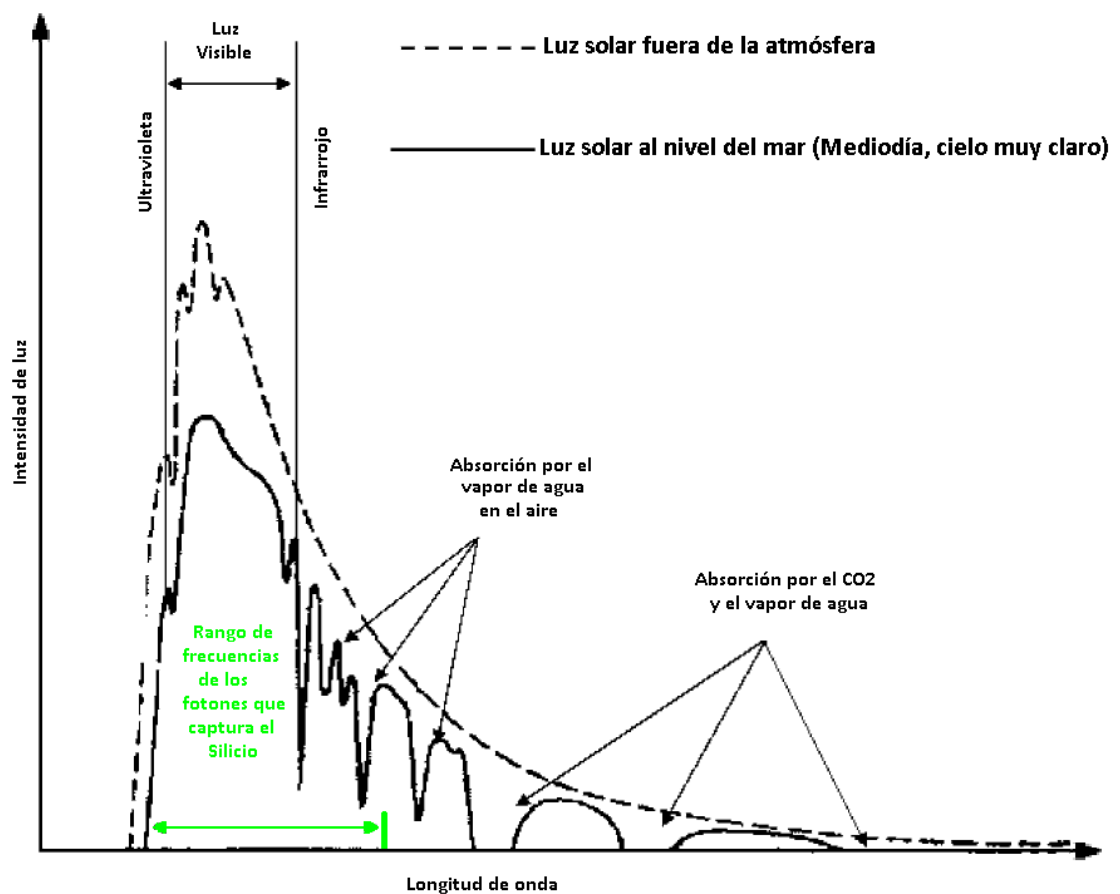


Figura 5. Espectro electromagnético

1.2.3 Radiación solar

Dependiendo de la manera en la cual la radiación solar llega a la superficie terrestre se pueden clasificar tres tipos de radiación:

- *Radiación directa:* Viaja en línea recta desde el Sol hasta la superficie terrestre. Éste tipo de radiación alcanza la superficie terrestre sin alteraciones de ningún tipo. La radiación solar directa puede ser reflejada y dispersada a través de la superficie de la Tierra o devuelta a la atmósfera.
- *Radiación difusa:* Éste tipo de radiación se da cuando la radiación solar entra en la atmósfera terrestre y se dispersa. La dispersión se produce cuando los fotones son interceptados por vapor de agua, CO₂, polvo, aerosoles, nubes, etc. Después de la intercepción, la radiación se libera, dispersándose por cualquier dirección sin sufrir alteración en la longitud de onda de la energía electromagnética, a la radiación que se libera es la que se conoce como *radiación difusa*.
- *Radiación reflejada:* Se denomina así al tipo de radiación que se refleja en una superficie, para cuantificarla se emplea el albedo. El albedo es un coeficiente que nos da información de cuánta radiación es reflejada por una superficie, se puede dar como porcentaje, del 0% al 100% o en por unidad, del 0,0 al 1,0; siendo 0 cuando no se refleja nada de radiación y toda es absorbida. Si el valor del albedo es 1 entonces toda la radiación es reflejada.

La suma de los tres tipos de radiación se conoce como *radiación global solar*.

La Figura 6 es un dibujo para complementar la explicación de los tipos de radiación expuestos:

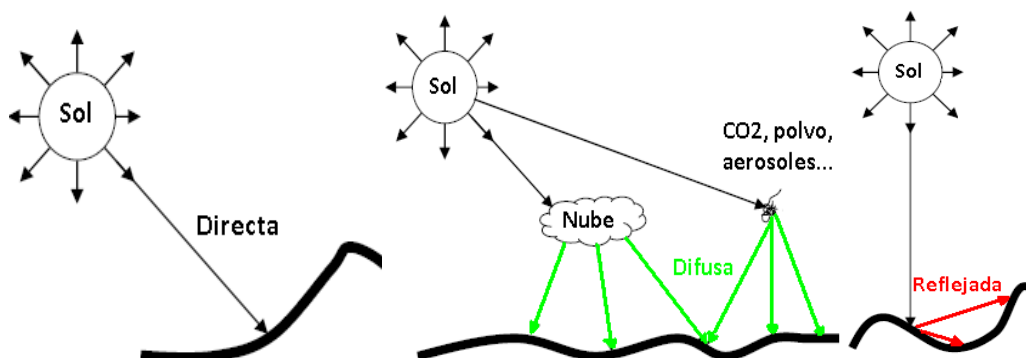


Figura 6. Tipos de radiación

1.2.4 Estimación de la radiación directa

Para estimar la radiación directa que llega a un plano horizontal situado en la superficie terrestre tal y como se muestra en la Figura 7 es necesario definir unos parámetros.

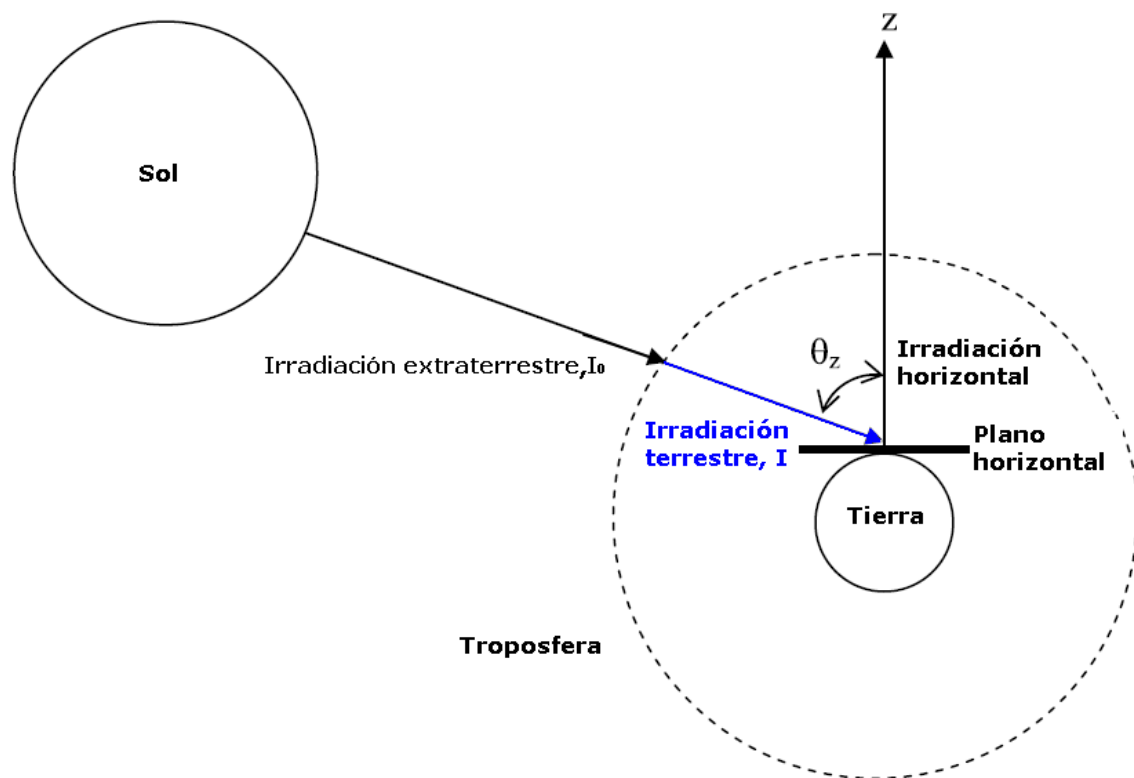


Figura 7. Identificación de irradiación extraterrestre y terrestre

Los parámetros a definir son los siguientes:

- *Excentricidad de la órbita terrestre*

Debido a la complejidad de las expresiones que se manejan, es deseable definir la excentricidad de la órbita terrestre de manera simple. Duffie y Backman sugirieron en 1991 una aproximación mediante la siguiente expresión:

$$\varepsilon = 1 + 0,033 \cdot \cos\left(\frac{2\pi N_d}{365}\right)$$

Donde:

- ε es el factor de corrección de la órbita terrestre.
- N_d es el día correspondiente para un día dado.

- *Declinación solar*

Es el ángulo formado por el plano del ecuador terrestre y los rayos solares. En el solsticio de invierno su valor es $-23,45^\circ$ y en el solsticio de verano $23,45^\circ$, en los equinoccios la declinación solar es 0° . Una aproximación dada por Iqbal en 1986 para obtener el ángulo de declinación en función del día del año viene dada por la expresión:

$$\delta = 23,45 \cdot \text{sen} \left[\frac{360 \cdot (284 + N_d)}{365} \right]$$

Donde:

- δ es el ángulo de declinación.
- N_d es el día correspondiente para un día dado.

- *Transmitividad atmosférica*

Esta constante da una medida de cuánta radiación directa no es absorbida ni reflejada por la atmósfera, su valor es entre 0 y 1. Así, el valor será cercano a uno un día claro y cero cuando sea un día nublado. Al igual que en los otros parámetros, éste tampoco tiene solo una expresión para el cálculo, en 1978 Kreith y Kreider describieron la transmitancia atmosférica de radiación directa para días claros mediante la siguiente expresión empírica:

$$\tau = 0,56 \cdot (e^{-0,65m} + e^{-0,095m})$$

Donde:

- τ es la transmitividad atmosférica.
- m es la masa óptica de aire relativa.

- *Masa óptica de aire relativa*

En función del ángulo de incidencia de los rayos solares, estos atravesarán una cantidad de masa de aire, la masa de aire relativa será mayor que uno cuando el ángulo de incidencia no esté alineado al vector normal de la superficie, como se muestra en la siguiente Figura:

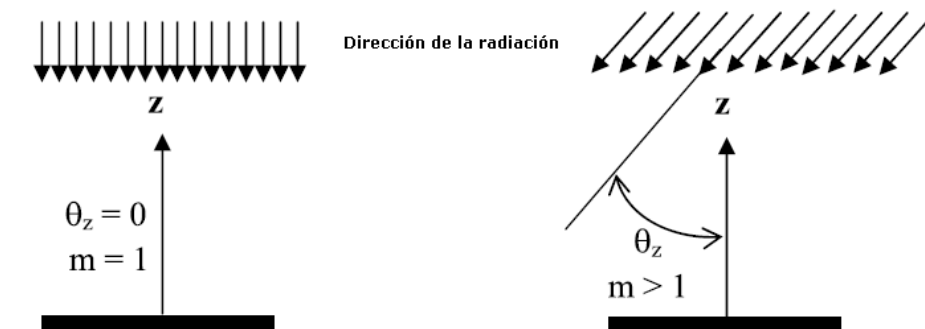


Figura 8. La masa de aire a atravesar depende del ángulo de incidencia de los rayos solares

Kreith y Kreider en 1978 y posteriormente Cartwright en 1993 sugirieron el uso de la siguiente relación para el cálculo de la masa óptica de aire relativa:

$$m = \sqrt{1229 + (614 \cdot \text{sen}\alpha)^2} - 614 \cdot \text{sen}\alpha$$

Donde:

- m es la masa óptica de aire relativa.
- α es la altura solar, que se obtiene como:

$$\text{sen}\alpha = \cos\theta \cdot \cos\delta \cdot \cosh + \text{sen}\theta \cdot \text{sen}\delta$$

Donde:

- θ es latitud.
- δ es el ángulo de declinación.
- h es el ángulo horario, se calcula partiendo de que las 12 del mediodía es 0° y cada hora produce una variación de 15° .

La irradiación para cada instante, se calcularía como:

$$I = \tau \varepsilon I_0$$

Donde:

- I_0 es el valor medio de la irradiancia que se conoce como constante solar.
- τ es la transmitividad atmosférica.
- ε es el factor de corrección de la obrita terrestre.

Si solo se tiene en cuenta la componente que incide perpendicularmente en el plano, se tiene que:

$$I_H = \tau \varepsilon I_0 \cos\theta_z$$

Donde:

- θ_z es el ángulo que forma el vector normal de la superficie con los rayos solares.

Expresando $\cos\theta_z$ en coordenadas esféricas, la expresión anterior queda:

$$I_H = \tau \varepsilon I_0 (\cos\delta \cdot \cos\theta \cdot \cos\phi + \text{sen}\delta \cdot \text{sen}\theta)$$

Donde:

- θ es la latitud.
- ϕ es la longitud.
- δ es el ángulo de declinación.

La radiación que recibe una superficie horizontal en un instante dt es:

$$dG_H = \tau \varepsilon I_0 (\cos\delta \cdot \cos\theta \cdot \cos\phi + \text{sen}\delta \cdot \text{sen}\theta) dt$$

Teniendo en cuenta que la tierra gira 360° (ó 2π) en 24 horas se puede hacer el siguiente cambio de variable:

$$\omega = \frac{d\phi}{dt} = \frac{2\pi}{24} \rightarrow dt = \frac{12}{\pi} d\phi$$

Sustituyendo la expresión anterior en la cantidad diferencial de radiación se tiene:

$$dG_H = \frac{12}{\pi} \tau \epsilon I_0 (\cos\delta \cdot \cos\theta \cdot \cos\phi + \sin\delta \cdot \sin\theta) d\phi$$

Para calcular la cantidad de radiación solar diaria hay que integrar desde el ángulo horario de salida del sol hasta el ángulo horario de la puesta del sol, la integral quedaría como:

$$G_{DH} = \int_{\phi_{sr}}^{\phi_{ss}} \frac{12}{\pi} \tau \epsilon I_0 (\cos\delta \cdot \cos\theta \cdot \cos\phi + \sin\delta \cdot \sin\theta) d\phi$$

Y puesto que existe simetría en la trayectoria solar desde la salida del sol hasta mediodía con respecto al recorrido desde mediodía hasta la puesta del sol, la integral se puede redefinir del siguiente modo:

$$G_{DH} = 2 \int_0^{\phi_{ss}} \frac{12}{\pi} \tau \epsilon I_0 (\cos\delta \cdot \cos\theta \cdot \cos\phi + \sin\delta \cdot \sin\theta) d\phi$$

Haciendo la integral y evaluándola se obtiene:

$$G_{DH} = \frac{24}{\pi} \tau \epsilon I_0 \left(\cos\delta \cdot \cos\theta \cdot \sin\phi_{ss} + \frac{\pi \cdot \phi_{ss}}{180} \sin\delta \cdot \sin\theta \right)$$

Donde:

- ϕ_{ss} es el ángulo horario de la puesta de Sol en grados, que se calcula con la expresión:

$$\phi_{ss} = \cos^{-1}(-\tan\delta \cdot \tan\theta)$$

Para calcular el ángulo de la salida del Sol, la expresión sería:

$$\phi_{sr} = -\cos^{-1}(-\tan\delta \cdot \tan\theta)$$

Con las dos últimas expresiones, del mismo modo que se hizo en el cambio de variable, relacionando la velocidad angular, el tiempo y la posición, se puede obtener la hora de salida del Sol, la hora de la puesta del Sol y la duración entre ambas posiciones.

Como se puede apreciar, la estimación de la radiación diaria directa no es algo sencillo, los parámetros $\alpha, \delta, \epsilon, \tau$ varían en función del día del año. Normalmente para estimar la radiación se hacen interpolaciones de datos que se han obtenido mediante piranómetros. Existen diferentes modelos para estimar la radiación global terrestre, modelos lineales donde el modelo de Angström es ampliamente utilizado; también existen modelos no lineales y modelos espaciales. Hay disponibles numerosas bases de datos con mediciones de la radiación y aplicaciones que estiman la radiación que recibirían los paneles solares a partir de los registros almacenados en las bases de datos.

1.2.5 Ecuación del tiempo

Existe un desfase variable entre la hora civil y el tiempo solar verdadero, es importante conocer con exactitud el mediodía ya que es cuando el Sol está más alto y por consiguiente las sombras son mínimas. El desfase se calcula con la ecuación del tiempo. El desfase se debe a dos circunstancias relacionadas con la trayectoria terrestre:

- *La excentricidad de la elíptica:* Según la 2ª ley de Kepler del movimiento orbital de traslación: “El vector posición de la Tierra con respecto al Sol barre áreas iguales en tiempos iguales”. Cuando la Tierra está cerca del Sol se acelera y cuanto más lejos del Sol se encuentra, decelera.

Aunque la mayor variación de la distancia del Sol a la Tierra tomando como referencia una distancia media de $150 \cdot 10^6$ km, esté en torno al 1,7%, en la Figura 9, se ha representado una excentricidad más exagerada y dos áreas iguales para apreciar la ley de Kepler. Si nos fijamos en la variación angular del área 1, es mucho mayor que la variación angular del área 2. En tiempos iguales la Tierra debe recorrer las mismas áreas, quiere decir que la velocidad lineal de la Tierra recorriendo el área 1 es mayor que cuando recorre el área 2.



Figura 9. Tiempos iguales barren áreas iguales

Otra forma de ver esto es la aplicación de la conservación del momento angular, si varía el radio, para que se mantenga el momento angular constante debe variar la velocidad lineal de la Tierra:

$$L = m \cdot r_1 \cdot v_1 = m \cdot r_2 \cdot v_2$$

Donde:

- L es el momento angular de la Tierra con respecto al Sol.
- m es la masa de la Tierra.
- r_1, r_2 son los radios correspondientes al perihelio^[10] y al afelio, respectivamente.
- v_1, v_2 es la velocidad lineal de la Tierra en el perihelio y en el afelio, respectivamente.

^[10] Se llama así a la posición más cercana de un planeta con respecto al Sol.

- *Inclinación del eje terrestre*: El eje terrestre está inclinado respecto al plano de la eclíptica que contiene el centro del Sol y la Tierra en los equinoccios. La observación aparente del Sol es la proyección del Sol en el plano de la eclíptica, esta asunción añade otro desfase entre el tiempo solar verdadero y el tiempo civil.

La adición de las dos componentes de desfase da como resultado la gráfica que se muestra en la Figura 10:

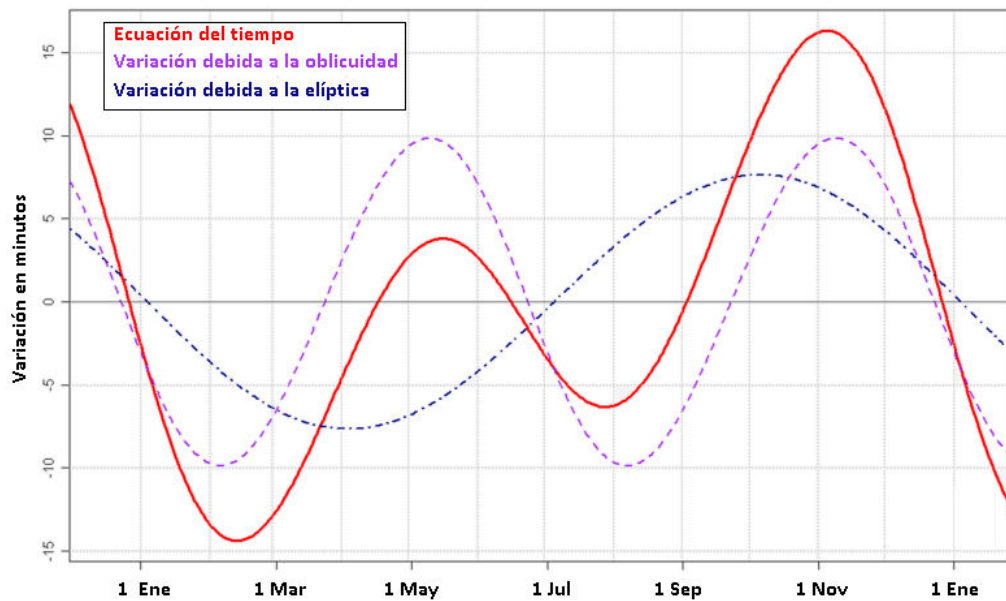


Figura 10. Ecuación del tiempo y sus componentes

Existen varias ecuaciones que se ajustan a la ecuación del tiempo, una de ellas es la descrita por Spencer (1972):

$$E_t = 229,18[0,000075 + 0,001868 \cdot \cos(\Gamma) - 0,032077 \cdot \sen(\Gamma) - 0,014615 \cdot \cos(2\Gamma) - 0,04089 \cdot \sen(2\Gamma)]$$

Donde:

- E_t es la diferencia entre el tiempo Solar verdadero y la hora civil.
- Γ es el ángulo diario y viene dado por la expresión:

$$\Gamma = \frac{2\pi(N_d - 1)}{365}$$

- N_d es el día correspondiente para un día dado.

1.2.6 Trayectoria solar

La trayectoria solar nos da información sobre cómo varía el Sol a lo largo de un día en los distintos meses del año y cuánta energía solar será capaz de captar los paneles, pues también recoge las zonas sombreadas, esto permite estimar las pérdidas por sombras. La trayectoria que sigue el Sol no es igual en todos los puntos de la Tierra, depende de la localización. La Figura 11 muestra la trayectoria de un día, el Sol sale por el este y se pone por el oeste. Si nos fijamos en una hora concreta, se obtiene la altura y el acimut a esa hora, en la Figura 11 a esa hora concreta le corresponde una altura Solar de 40° y un acimut de 45° , la unión de cada punto a lo largo del día da como resultado la trayectoria Solar del día.

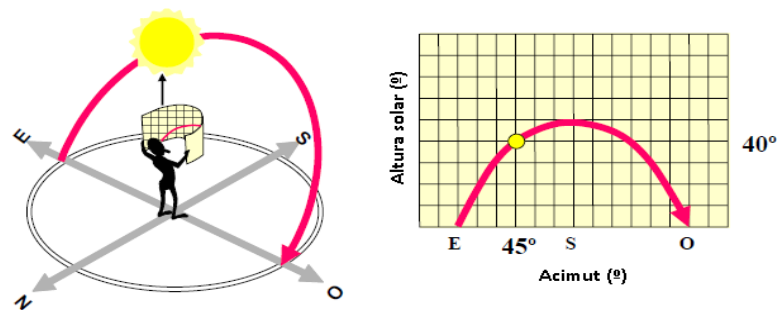


Figura 11. Trayectoria Solar de un día

Si hacemos la trayectoria para cada mes del año se obtiene el diagrama completo, por ejemplo, en la Figura 12 se muestra el diagrama para una latitud de 39° norte.

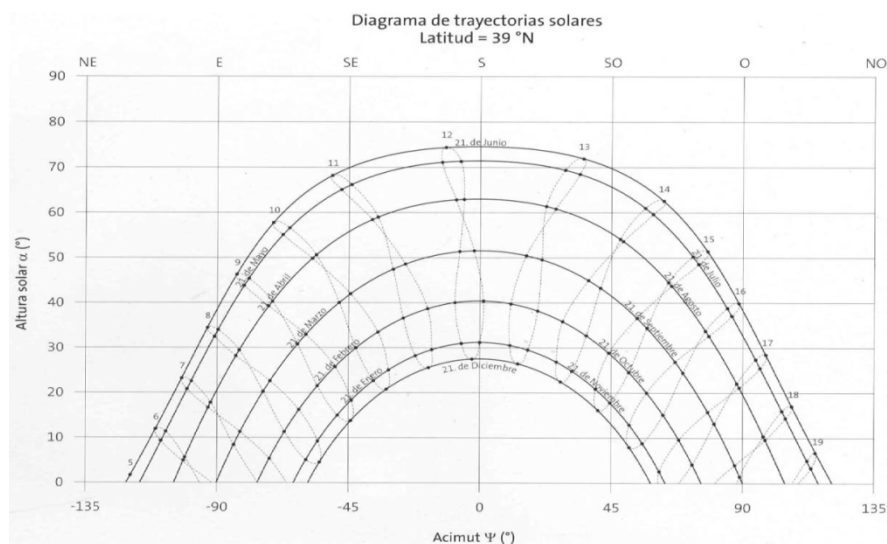


Figura 12. Diagrama completo de trayectorias Solares

Se puede apreciar en la Figura 12 que el 21 Junio es el día con menos variación en la altura solar durante las 11 y las 13. Es por esto por lo que en la instalación fija producirá más energía cuanto más cercano sea el día al 21 de Junio.

1.2.7 Pérdidas por sombras

Para estimar de forma analítica las pérdidas por sombras en una instalación fija, se divide el diagrama de trayectorias solares en sectores. Una vez hecho esto se estima un factor de 0 a 1 en proporción a la contribución de cada sombra al sector. A continuación se suma cada contribución de sector ponderada por el factor. La contribución de energía vendrá dada por la radiación global que recibe el sector, el resultado de la operación son las pérdidas porcentuales por sombras.

A continuación se muestra un ejemplo para estimar el factor de sombra según el Documento básico sección HE 4 para una instalación localizada en Madrid, con un ángulo de inclinación de 35° y orientada al sudeste 5° :

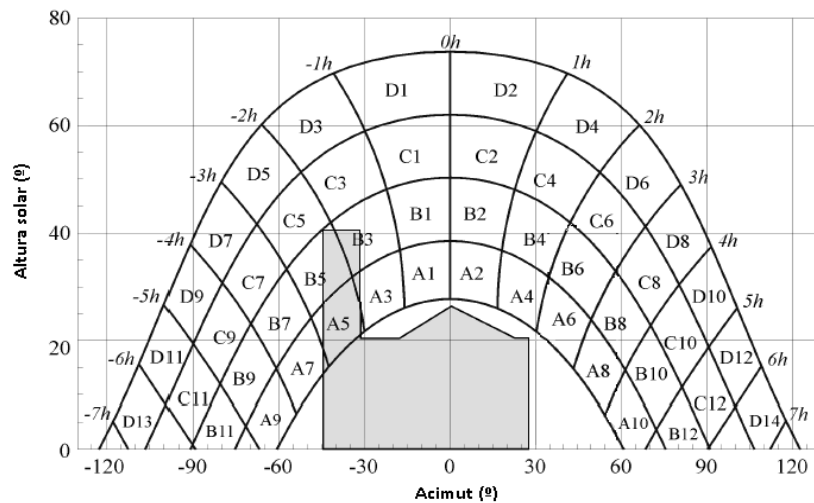


Figura 13. Diagrama de trayectorias Solares con los obstáculos localizados

La tabla que se emplea es la más próxima a los datos de instalación reales:

	$\beta=35^\circ$; $\alpha=0^\circ$			
	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,00
11	0,00	0,01	0,12	0,44
9	0,13	0,41	0,62	1,49
7	1,00	0,95	1,27	2,76
5	1,84	1,50	1,83	3,87
3	2,70	1,88	2,21	4,67
1	3,17	2,12	2,43	5,04
2	3,17	2,12	2,33	4,99
4	2,70	1,89	2,01	4,46
6	1,79	1,51	1,65	3,63
8	0,98	0,99	1,08	2,55
10	0,11	0,42	0,52	1,33
12	0,00	0,02	0,10	0,40
14	0,00	0,00	0,00	0,02

$$FS = 0,9 \cdot A5 + 0,5 \cdot B5 + 0,2 \cdot B3 + 0,05 \cdot A3;$$

$$FS = 0,9 \cdot 1,84 + 0,5 \cdot 1,50 + 0,2 \cdot 2,7 + 0,05 \cdot 1,88 = 3,04\%$$

Las pérdidas por sombreado para este caso concreto supondría aproximadamente el 3% de la producción.

Tabla 1. Tabla B.1 del apéndice B del Documento básico HE

Aunque los distintos tipos de instalaciones seguidoras se exponen más adelante, es interesante comparar las pérdidas por sombreado de una instalación seguidora de doble eje con la instalación fija. La obtención de las pérdidas por sombreado que se producen en una instalación con seguimiento solar de dos ejes se consigue a través de la aplicación Photovoltaic Geographical Information System. Para ello, se deben obtener para nuestro panel, las tablas de irradiancia diaria mensual, multiplicar las aportaciones por el tiempo en que está sombreado para cuantificar la energía que no se produciría, multiplicarla por los días del mes, sumar las aportaciones mensuales y compararlo con la producción anual. Siguiendo con el ejemplo anterior, Diciembre, está sombreado de -3h a -2h, o lo que es lo mismo de 9 a 10. Se debe proceder del mismo modo para los meses de Enero, Febrero, Octubre y Noviembre, ya que también se encuentran sombreados.

Enero				Febrero				Octubre				Noviembre				Diciembre			
Hora	Ac ^[11]	Hora	Ac	Hora	Ac	Hora	Ac	Hora	Ac	Hora	Ac	Hora	Ac	Hora	Ac	Hora	Ac	Hora	Ac
7:37	341	12:22	1010	7:07	333	12:22	1050	6:52	252	12:22	1010	7:22	212	12:22	962	7:52	386	12:22	979
7:52	484	12:37	1000	7:22	478	12:37	1040	7:07	388	12:37	1000	7:37	351	12:37	957	8:07	512	12:37	974
8:07	584	12:52	995	7:37	583	12:52	1040	7:22	494	12:52	1000	7:52	462	12:52	951	8:22	602	12:52	967
8:22	665	13:07	986	7:52	667	13:07	1030	7:37	582	13:07	993	8:07	552	13:07	942	8:37	675	13:07	958
8:37	730	13:22	975	8:07	736	13:22	1020	7:52	656	13:22	985	8:22	626	13:22	930	8:52	735	13:22	945
8:52	784	13:37	960	8:22	793	13:37	1010	8:07	717	13:37	975	8:37	688	13:37	916	9:07	784	13:37	930
9:07	828	13:52	943	8:37	840	13:52	999	8:22	769	13:52	962	8:52	740	13:52	898	9:22	825	13:52	910
9:22	865	14:07	922	8:52	880	14:07	983	8:37	812	14:07	947	9:07	783	14:07	877	9:37	859	14:07	887
9:37	896	14:22	896	9:07	913	14:22	964	8:52	849	14:22	929	9:22	820	14:22	851	9:52	887	14:22	859
9:52	922	14:37	865	9:22	941	14:37	941	9:07	880	14:37	906	9:37	851	14:37	820	10:07	910	14:37	825
10:07	943	14:52	828	9:37	964	14:52	913	9:22	906	14:52	880	9:52	877	14:52	783	10:22	930	14:52	784
10:22	960	15:07	784	9:52	983	15:07	880	9:37	929	15:07	849	10:07	898	15:07	740	10:37	945	15:07	735
10:37	975	15:22	730	10:07	999	15:22	840	9:52	947	15:22	812	10:22	916	15:22	688	10:52	958	15:22	675
10:52	986	15:37	665	10:22	1010	15:37	793	10:07	962	15:37	769	10:37	930	15:37	626	11:07	967	15:37	602
11:07	995	15:52	584	10:37	1020	15:52	736	10:22	975	15:52	717	10:52	942	15:52	552	11:22	974	15:52	512
11:22	1000	16:07	484	10:52	1030	16:07	667	10:37	985	16:07	656	11:07	951	16:07	462	11:37	979	16:07	386
11:37	1010	16:22	341	11:07	1040	16:22	583	10:52	993	16:22	582	11:22	957	16:22	351	11:52	981	16:22	9
11:52	1010	16:37	8	11:22	1040	16:37	478	11:07	1000	16:37	494	11:37	962	16:37	212	12:07	981		
12:07	1010			11:37	1050	16:52	333	11:22	1000	16:52	388	11:52	964	16:52	6				
				11:52	1050	17:07	8	11:37	1010	17:07	252	12:07	964						
				12:07	1050			11:52	1010	17:22	8								
								12:07	1010										

Tabla 2. Datos obtenidos de PVGIS

^[11] Ac es la irradiancia en W/m² que recibe el panel con seguimiento de dos ejes en un día despejado.

El resultado numérico del sombreado queda como:

$$\begin{aligned}
 \text{Pérdidas} &= 30 \cdot \frac{15}{60} (865 + 896 + 922 + 943 + 960 + 964 + 983 + 999 + 1010 + 1020 \\
 &\quad + 929 + 947 + 962 + 975 + 985 + 820 + 851 + 877 + 898 + 916 + 825 \\
 &\quad + 859 + 887 + 910 + 930 + 945 + 958) = 187,8 \frac{kWh}{m^2}
 \end{aligned}$$

Según la aplicación PVGIS, la estimación de la irradiación anual recibida por un panel con un seguimiento de dos ejes es de 2530 kWh/m^2 , con lo cual, las pérdidas porcentuales debidas a las sombras representan el 7,42%.

Es lógico que las pérdidas por sombreado sean mayores en una instalación con seguimiento que en la instalación fija, ya que la mayor producción de una instalación fija se centra menos horas que en la instalación con seguimiento. En cambio, en una instalación con seguimiento solar con dos ejes la producción de energía no se centra tanto en las horas centrales como en las instalaciones fijas. Haciendo un gráfico del mes de Enero, con la producción en función de la hora, adaptando los valores de la tabla obtenidos en la aplicación PVGIS con la tabla del documento básico, tomando como máximo de producción 3,17, la variación de una instalación con respecto a la otra queda como muestra la Figura 14:

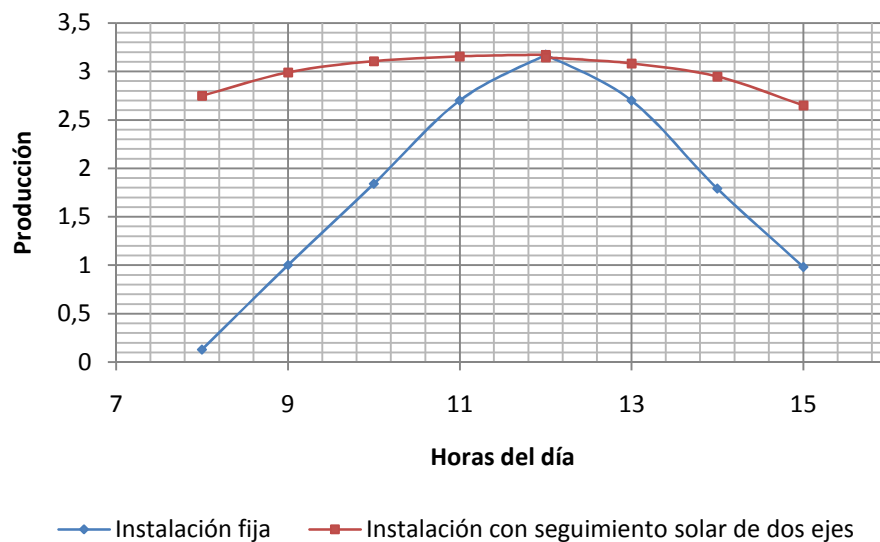


Figura 14. Comparativa en los sistemas de captación

2. Instalación fotovoltaica y sus componentes

2.1 El panel fotovoltaico

El panel fotovoltaico se compone de células fotovoltaicas. Las células aisladas producen aproximadamente un voltaje de medio voltio, así que para conseguir una tensión nominal aceptable para la mayoría de las aplicaciones, las células se asocian de tal modo que se puedan obtener voltajes de 6, 12 ó 24 voltios. Por ejemplo, para conseguir en un panel una diferencia de potencial de 12 voltios, dependiendo de las características de las células se deben asociar en serie unas 35 células, normalmente se asocia un numero tal que la diferencia de potencial del módulo sea mayor de 12 voltios, esto se hace para compensar las pérdidas y poder, si es necesario, cargar una batería de 12 voltios.

2.1.1 Aspectos constructivos

La construcción del panel se realiza asociando las células mediante soldaduras especiales, el conexionado se muestra en la Figura 16, el dorso de una célula se suelda con la cara frontal de la célula siguiente:

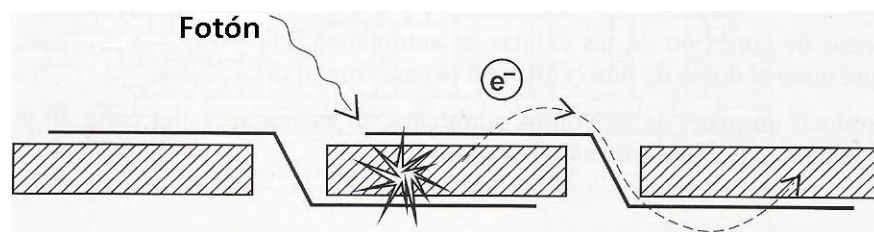


Figura 15. Asociación de células

Una vez realizada la asociación, las células se encapsulan, la estructura de encapsulamiento depende del fabricante. En la Figura 17 se puede ver el sistema de encapsulamiento de SIEMENS:

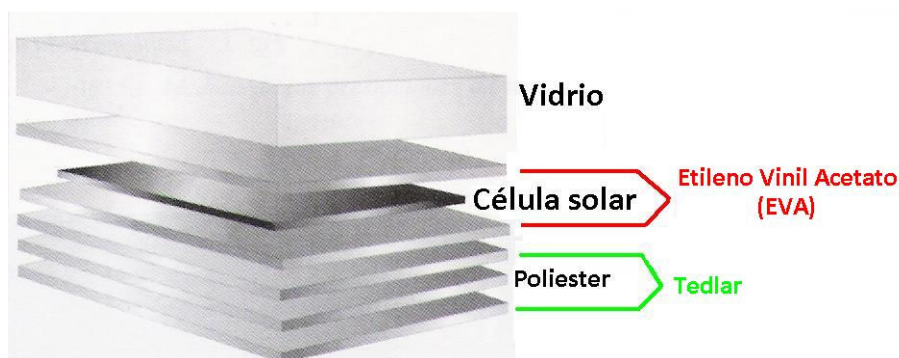


Figura 16. Estructura del encapsulamiento empleada por SIEMENS

Función de los elementos

El vidrio que se emplea es templado, y sirve para proteger las células de impactos, polvo y agentes meteorológicos como lluvia, granizo y nieve.

El Etileno Vinil Acetato (EVA) encapsula la célula solar fotovoltaica, éste elemento tiene una alta transmisión de la radiación y la degradación por la exposición a la radiación requiere mucho tiempo. Además, protege las células contra la corrosión ya que la superficie de la célula se vuelve hidrófoba, es decir, evita que la humedad se condense y se puedan crear vías de agua. El encapsulante permite que el material “respire” para mantener la humedad por debajo del nivel crítico de humedad.

El Tedlar es una capa protectora posterior, pero también se puede emplear vidrio u otro tipo de polímero termoplástico. Si la capa posterior es opaca y de color claro supone una ventaja, ya que reflejará los posibles fotones que lleguen hasta él a través de los huecos de las células y los reflejará, de manera que incidan en el material semiconductor. El objetivo de la capa protectora posterior es proporcionar al panel una mayor resistencia climatológica y una mayor resistencia a la humedad.

Después del encapsulamiento, el panel se sella al vacío y se introduce en un horno especial para su laminación; así se consigue la estanqueidad del panel.

Las pruebas de calidad a las que son sometidos los paneles son muy rigurosas, puesto que los paneles solares estarán expuestos a las condiciones de intemperie y tendrán que soportar desde muy bajas a muy altas temperaturas, vientos huracanados, atmósferas húmedas, descargas eléctricas, atmósferas salinas... Si el panel es de uso especial, se realizan además, pruebas como inmersión en el agua salada a presión, impacto contra el suelo dejándolos caer desde una altura dada, sometimiento a vibraciones, etc.

2.1.2 Parámetros principales de un panel fotovoltaico

Es fundamental conocer los parámetros eléctricos para el dimensionamiento de una instalación fotovoltaica, los más relevantes son:

- Corriente de cortocircuito (I_{cc}): Es la corriente máxima que puede producir un panel en unas condiciones normalizadas. La corriente se mide en bornes del panel en cortocircuito.
- Voltaje en circuito abierto (V_{ca}): Es la diferencia de potencial máxima que se establece en los bornes del panel sin ninguna carga conectada.
- Potencia máxima (P_{mp}): Es el punto en el cual, el producto de tensión por intensidad es máximo, en ese punto la tensión será máxima (V_{mp}) y la corriente también (I_{mp}). Es poco frecuente que un panel trabaje en el punto P_{mp} , debido a que la resistencia externa viene determinada por las características del circuito. En grandes instalaciones el inversor emplea una técnica llamada seguidor del punto de máxima potencia (Maximum Power Point Track, MPPT).

El MPPT tiene como función adaptar el voltaje de salida de los paneles fotovoltaicos para trabajar en el punto de máxima potencia.

- Eficiencia total: Es un parámetro adimensional, que se obtiene como el cociente de la potencia eléctrica producida por el panel entre la potencia de la radiación incidente.
- Factor de forma (FF): Sirve para medir la forma de la curva definida por la corriente y la tensión. Se calcula como:

$$FF = \frac{P_{mp}}{V_{ca} \cdot I_{cc}} = \frac{V_{mp} \cdot I_{mp}}{V_{ca} \cdot I_{cc}}$$

2.1.3 Curvas características

La curva I-V de un módulo fotovoltaico viene dada por el fabricante, pero esta no es fija, depende, por ejemplo, de la irradiancia que recibe el módulo. Ésta afecta de sobremanera a la corriente que genera el panel fotovoltaico, en cambio, la tensión se mantiene casi constante. La temperatura también hace variar la curva característica del módulo fotovoltaico, solo que en este caso es más acusada la variación de tensión, mientras que la corriente se mantiene casi constante. En la Figura 18 se puede apreciar la variación de las curvas I-V que proporciona el fabricante Kyocera del modelo KC50T:

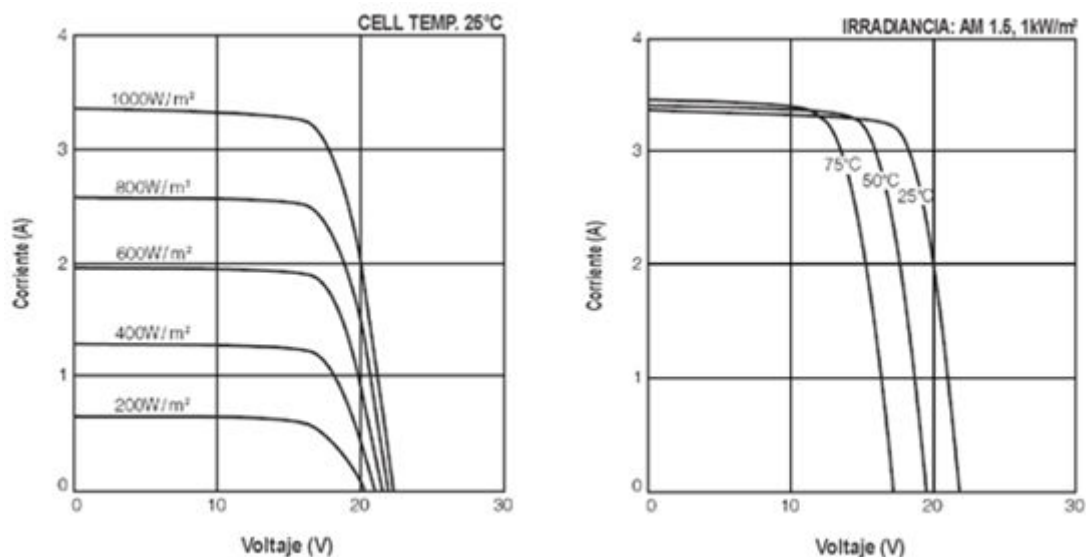


Figura 17. Variación de la curva característica I-V con la irradiancia y la temperatura

2.1.4 Conexión de los módulos fotovoltaicos

La asociación de paneles solares fotovoltaicos se lleva a cabo tomando ciertas precauciones. Cuando un panel queda sombreado o sufre una avería, puede actuar como un elemento resistivo, para evitar esto se colocan unos diodos que se denominan:

- *Diodo de paso*: Se colocan en paralelo con el panel fotovoltaico, algunos fabricantes lo incluyen en la caja de conexión. En el caso de que el panel esté sombreado, sucio o produzca menos corriente por una eventualidad, el panel tenderá a absorber la corriente que producen los otros paneles comportándose como un elemento disipador. Con el diodo, la corriente no será absorbida por el panel, la mayor parte de la corriente pasará a través del diodo porque le ofrece mucha menos resistencia.
- *Diodo antiretorno*: Se colocan al final de cada ramal de paneles asociados en serie. De este modo, si se da la circunstancia de que una serie de paneles no producen la misma corriente que otra, no absorben corriente de otra serie, el diodo no permite la corriente en ese sentido.
- *Diodo de bloqueo*: Se utilizan con el objetivo de no permitir la corriente de retorno al conjunto completo de paneles.

La Figura 19 es un esquema para ilustrar como irían los diodos:

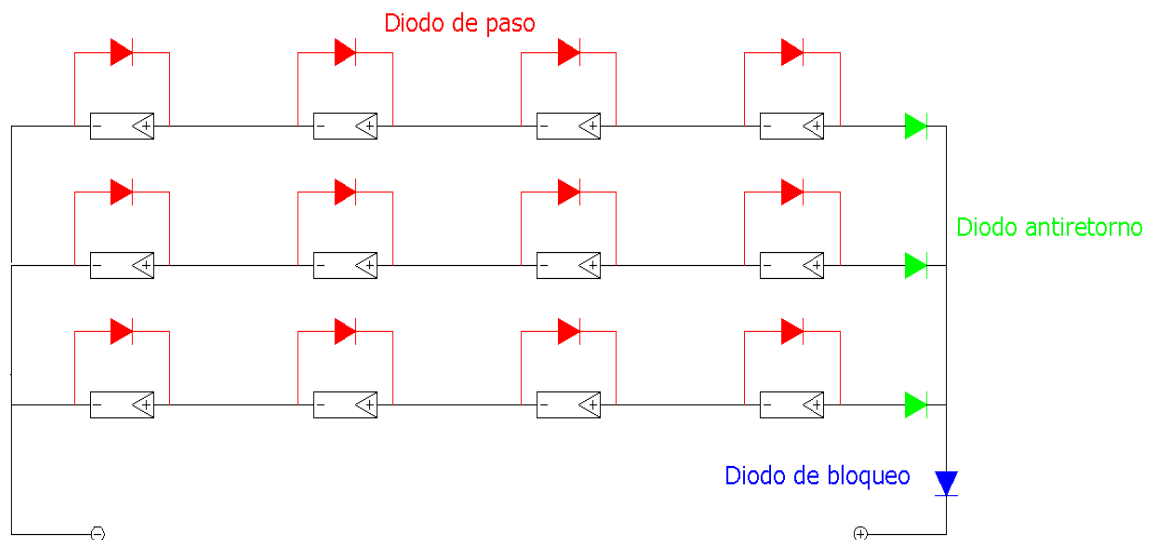


Figura 18. Esquema de conexión de diodos

2.2 La célula solar fotovoltaica

La célula fotovoltaica se compone de un material semiconductor y unos contactos metálicos. El material semiconductor, normalmente silicio, transforma la energía solar en energía eléctrica.

La función de los contactos de la célula es proveer a los electrones que se generan en el material semiconductor un camino fácil para entrar y salir. Los contactos metálicos se colocan en el material semiconductor por métodos electroquímicos de evaporación al vacío o serigrafiados. La disposición de los contactos se realiza de manera que recojan un elevado número de electrones y a su vez, la superficie empleada de los contactos debe ser mínima para evitar que los fotones se reflejen en los contactos.

No existe un único material semiconductor que se utilice en las células fotovoltaicas, los principales factores a tener en cuenta son el precio y el rendimiento. En el mercado hay células compuestas por distintos materiales semiconductores, siendo los más extendidos:

- *Silicio monocristalino*: Es el material semiconductor más común y el primero que se produjo industrialmente mediante el método de Czochralski. Éste método, consiste en calentar un silicio extremadamente puro hasta llevarlo a su fundición en un crisol, después se introduce en el crisol una varilla que gira lentamente con un cristal germen, el semiconductor fundido se agrega a la semilla, solidificándose su red cristalina orientada de la misma forma que la semilla. Las células que se componen de este material tienen un rendimiento del 16%.
- *Silicio policristalino*: Al ser el precio de éste tipo de células inferior, se ha alcanzado una alta comercialización. La fabricación de este tipo de silicio consiste en solidificar lentamente el material fundido en un molde rectangular, obteniendo un molde formado por muchos pequeños cristales de silicio. El inconveniente de hacer un bloque y tener que cortarlo es que se producen muchos desperdicios de material semiconductor, para solventarlo, el material se fabrica en una fina tira continua de material policristalino y después se corta. El rendimiento de éste tipo de células está en torno al 14%.
- *De película delgada*: Este tipo de células no necesitan conectarse en serie para obtener el nivel de tensión requerido, son módulos continuos que no requieren interconexiones interiores. La fabricación se basa en depositar sobre un sustrato una fina capa de material semiconductor. Principalmente, los materiales que se depositan en el sustrato son: arseniuro de galio (GaAs), silicio amorfo (a-Si), telurio de cadmio (CdTe) y película de silicio (TF-Si), con unos rendimientos que se encuentran sobre 20%, 8%, 8% y 11% respectivamente.

2.2.1 Características del material semiconductor

El material semiconductor de la célula fotovoltaica se compone de un único material dopado de dos formas distintas. Una región del material se dopa con exceso de átomos negativos, que llamaremos n y p a la región dopada con átomos positivos. Si el material semiconductor es silicio, el elemento dopante para la región n es el fósforo y para la región p se utiliza boro.

Las partes dopadas del material se unen y, debido a la alta concentración de protones y electrones del dopado se produce una difusión de protones a la región n y electrones a la región p. La difusión da lugar a una región que se conoce como región de carga espacial.

No todos los protones difunden a la región n ni todos los electrones a la región p, antes que eso suceda se alcanza una situación de equilibrio. Una de las razones del equilibrio es la disminución de concentración de portadores libres en los materiales dopados. El descenso de portadores libres se produce por el mecanismo de difusión. Cuando cierto número de portadores difunden, en el interior del material semiconductor se establece un campo eléctrico que favorece el equilibrio, el efecto en los portadores libres es una fuerza que tiende a mantenerlos en sus regiones. En la Figura 20 se muestra la situación de equilibrio en el material semiconductor:

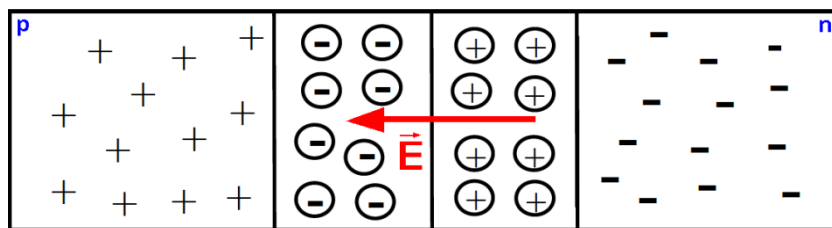


Figura 19. Material semiconductor en equilibrio

2.2.2 El efecto fotovoltaico

La incidencia de un fotón en el material semiconductor produce un par electrón-hueco. El par electrón-hueco puede quedarse en la región n, p o en la región de carga espacial. El par electrón-hueco desestabiliza el equilibrio, el electrón y el hueco se escinden por el campo eléctrico interno. Cuando el electrón se separa del hueco, el campo dirige el electrón hacia la región n y el hueco a la región p, este movimiento es la causa de que la célula genere corriente eléctrica en el sentido del campo eléctrico.

Los fotones que estén fuera de unos rangos mínimos y máximos de energía, se encontrarán en la zona prohibida del material semiconductor, no podrán ser aprovechados y se transformarán en calor, la Figura 21 muestra el rango de longitudes de onda admisible del silicio cristalino:

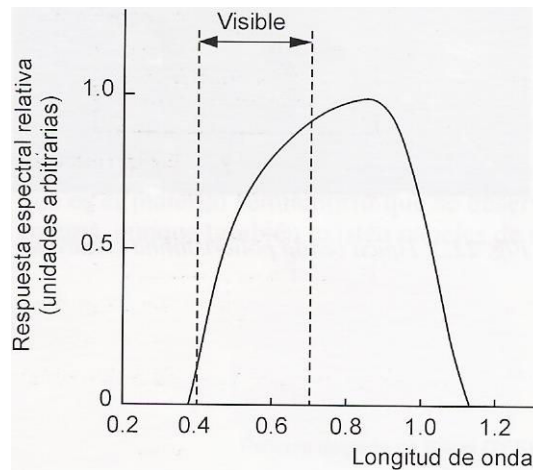


Figura 20. Respuesta espectral de una célula de silicio cristalino

La relación entre energía de un fotón y longitud de onda viene dada por la expresión:

$$E = \frac{hc}{\lambda}$$

Donde:

- E Es la energía del fotón incidente.
- h Es la constante de Planck ($h = 6,62606 \cdot 10^{-34} \text{ J} \cdot \text{s}$).
- c Es la velocidad de la luz en el vacío ($c \simeq 300 \cdot 10^3 \frac{\text{km}}{\text{s}}$).
- λ Es la longitud de onda.

2.2.3 Aspectos constructivos y circuito equivalente

Para incrementar la captura de fotones, se deposita en el material semiconductor una delgada capa de dieléctrico. El propósito de ésta capa es reducir la reflexión de la superficie del material semiconductor. En la Figura 22 se muestra la comparativa de la reflexión de fotones en una capa semiconductor desnuda de silicio con las tecnologías utilizadas para disminuir la reflexión:

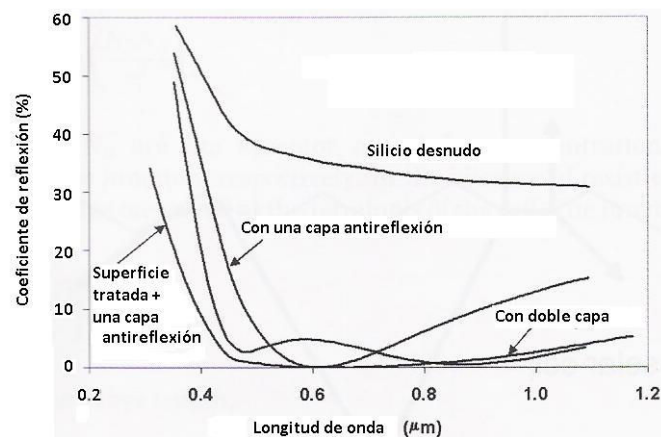


Figura 21. Comparación de la reflexión en función del tratamiento del silicio

Además, se lleva a cabo un proceso de texturizado, que consiste en modificar la geometría de la superficie del material semiconductor, en la Figura 23 se puede ver cómo afecta la incidencia de los fotones sobre una superficie texturizada y como es la superficie de una célula ampliada 2000 veces:

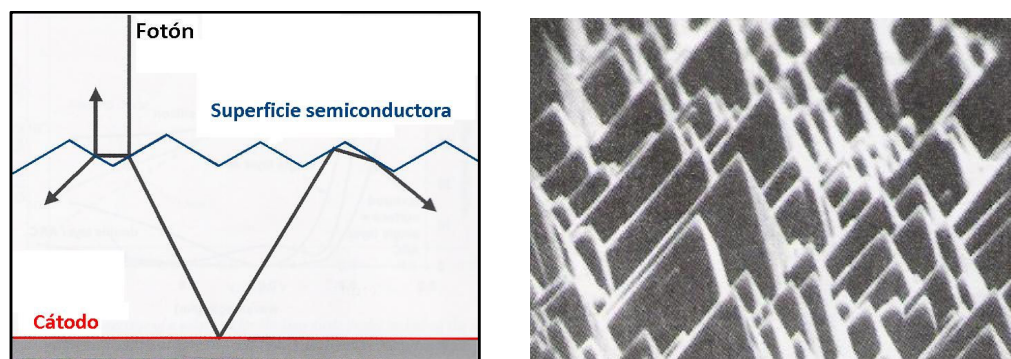


Figura 22: Mejora constructiva de los materiales semiconductores

La resistencia debida al material semiconductor y a los conductores produce una disminución en la intensidad entregada a la carga, en la Figura 24 se puede apreciar el detalle de las resistencias en una célula:

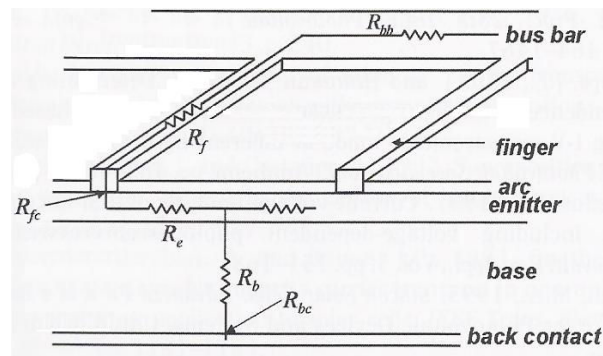


Figura 23. Resistencia de una célula Solar

Las resistencias de la célula modifican la característica I-V. En la Figura 25 se muestra como varía la forma en función de las resistencias:

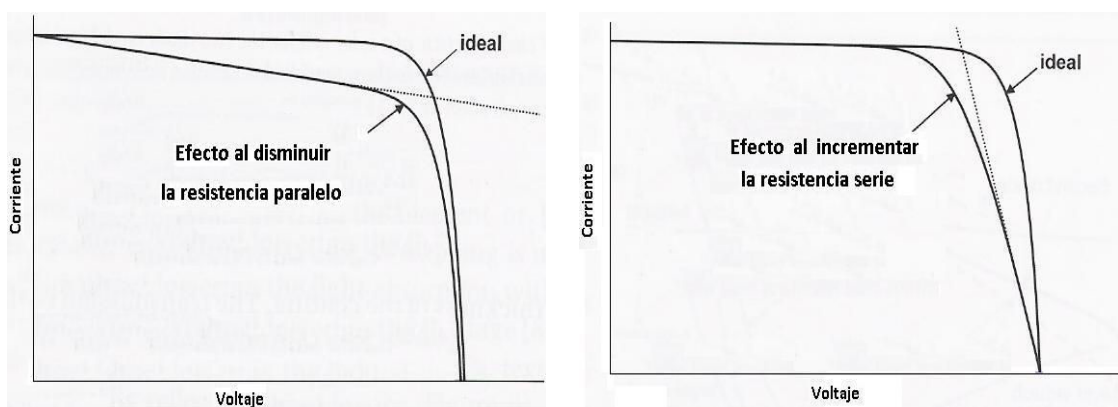


Figura 24. Efecto de las resistencias en la característica I-V de la célula Solar

La disminución de intensidad entregada a la carga no se produce solo por elementos resistivos, se reduce también por una corriente conocida como corriente de oscuridad, ésta se produce por recombinación.

La recombinación se produce cuando un electrón en movimiento pierde su energía de ionización, cae en un hueco y pasa a formar parte del enlace liberando energía. Este efecto en la célula fotovoltaica se modela con dos diodos. Uno de estos diodos modela la recombinación de las regiones neutras - p y n -, el otro diodo modela la recombinación que se produce en la región de carga espacial.

En la Figura 26 se muestra el circuito equivalente de una célula solar fotovoltaica, las líneas continuas muestran como sería la célula ideal. El circuito completo incluyendo los componentes en las líneas de puntos es la célula real:

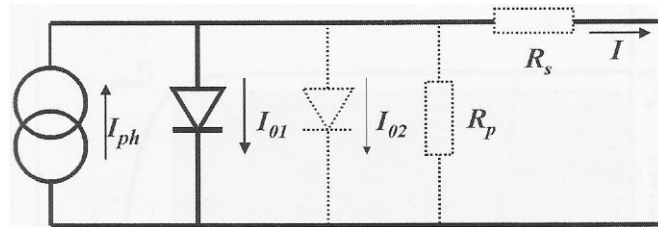


Figura 25. Circuito equivalente de una célula Solar

I , es la corriente que se entrega a la carga y viene dada por la expresión:

$$I = I_{ph} - I_{01} \left\{ e^{q \left(\frac{V + IR_s}{k_B T} \right)} - 1 \right\} - I_{02} \left\{ e^{q \left(\frac{V + IR_s}{2k_B T} \right)} - 1 \right\} - \frac{V + IR_s}{R_p}$$

Donde:

- I_{ph} Es la corriente que se genera por radiación Solar, que es directamente proporcional al flujo incidente y además depende del coeficiente de reflexión.
- $I_{01} \left\{ e^{q \left(\frac{V + IR_s}{k_B T} \right)} - 1 \right\}$ Es el término debido a la recombinación de las regiones neutras.
- $I_{02} \left\{ e^{q \left(\frac{V + IR_s}{2k_B T} \right)} - 1 \right\}$ Es el término debido a la recombinación de la región de carga espacial.
- k_B es la constante de Boltzmann ($k_B = 1,3806504 \cdot 10^{-23} \frac{J}{K}$).
- T es la temperatura en grados Kelvin.
- q es la carga de un electrón ($q_{e^-} = 1,602176 \cdot 10^{-19} C$).
- V es la tensión en los terminales de la célula.

2.3 Acumulador

Aunque éste proyecto es de conexión a red, este componente es esencial si la instalación fotovoltaica es aislada y tiene como único propósito el autoconsumo. Con independencia de que incida o no incida luz sobre el panel el acumulador provee la energía que se demanda.

También hay que tener en cuenta que durante el arranque de una máquina rotativa, como puede ser el compresor de un frigorífico, se produce un incremento brusco en la demanda de corriente, los paneles solares fotovoltaicos no pueden satisfacer este pico de demanda, pues producen la corriente de manera continua, la batería sería la encargada de proporcionar ese déficit de corriente.

Otro aspecto a tener en cuenta es que el acumulador mantiene, dentro de unos límites, el voltaje estable y constante con independencia de la temperatura y la energía solar que produzcan los paneles, pues como se vio en el apartado 3.1.3, el voltaje en bornes del panel solar fotovoltaico varía en función de la temperatura y la irradiancia.

Al conectar la batería al panel, la tensión del panel se ajusta a la de la batería, modificando el punto de trabajo en la curva característica I-V. Es decir, la batería define el punto de trabajo del panel.

2.4 Regulador

Éste dispositivo actúa como protección de las baterías, la función del regulador es evitar que la batería pueda sobrecargarse y aprovechar en la medida de lo posible la energía que producen los paneles fotovoltaicos.

El regulador mide de manera continua el nivel de voltaje de las baterías y lo compara con el valor de consigna, una vez las baterías han alcanzado el nivel de consigna, el regulador solo permite la circulación de corriente mínima para mantener la batería a plena carga, ésta corriente se conoce como: “Corriente de flotación”

Atendiendo al modo en el cual los reguladores funcionan se pueden diferenciar dos grupos, los reguladores tipo “Todo-nada” y modulación por ancho de pulso -Pulse Width Modulation (PWM)-

2.5 Convertidor

La función de este dispositivo es adecuar la tensión de los bornes de los paneles fotovoltaicos. En el caso del presente proyecto inyectar la energía a red.

Según la conversión que realicen los convertidores, se denominan:

- Convertidores, si la transformación de la tensión es de corriente continua a corriente continua (DC-DC) a otro nivel de tensión. Estos convertidores no están muy extendidos en su uso, solo en casos en los cuales la tensión que necesita el receptor sea continua y a un nivel superior al de la batería se emplea este tipo de convertidor.
- Inversores, cuando la transformación de la tensión sea de corriente continua a corriente alterna (DC-AC) a otro nivel de tensión, normalmente la tensión de salida para pequeñas instalaciones será de 220 V en alterna. En función de la característica de la onda de salida, se pueden clasificar en convertidores de onda cuadrada, de onda cuadrada modificada y de onda sinusoidal modificada o cuasi-sinusoidal.

Los inversores suelen hacer uso de una técnica denominada Maximum Power Point Tracking, cuya función es adecuar el voltaje y la intensidad a unos niveles para que la instalación produzca la máxima potencia.

Algunos de los algoritmos empleados en el MPPT son:

- *Voltaje constante*: Es el método más simple de todos, se fija en el inversor una tensión de referencia que es la que da el fabricante como tensión de punto máximo y el inversor se encarga de mantener el punto de operación cercano al de la referencia.
- *Perturbación y observación*: El uso de este algoritmo está muy extendido. Se basa en modificar la tensión y medir la potencia entregada para comprobar si la modificación produce un incremento en la producción de potencia. Si se produce un incremento en la potencia, la tensión seguirá variando gradualmente en pequeñas cantidades hasta alcanzar la máxima potencia, que se alcanzará cuando una variación en la tensión ya no produzca más potencia, sino menos.
- *Conductancia incremental*: Este método se basa en medir y comparar la variación de la conductancia con la conductancia de la instalación fotovoltaica. Cuando la variación de la conductancia es igual a la conductancia de la instalación es cuando el inversor se encuentra operando en el punto de máxima potencia.

2.6 Protecciones

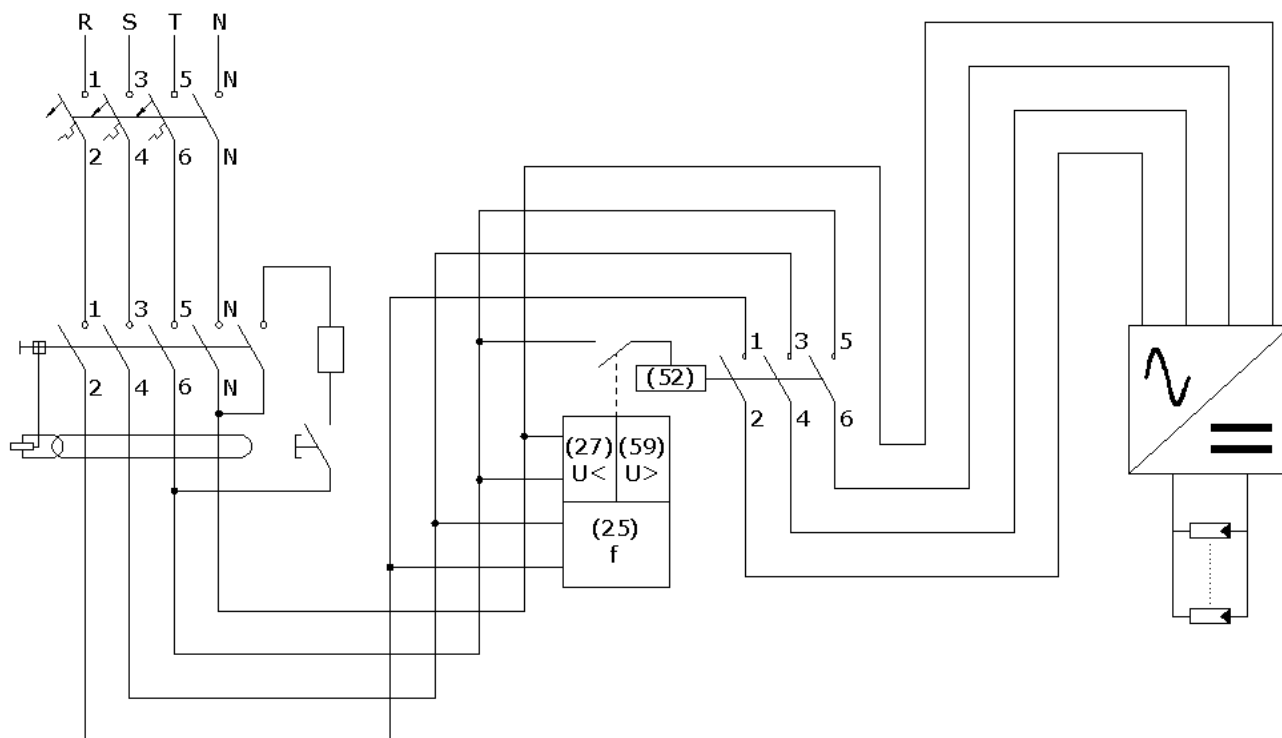
Las protecciones requeridas en la instalación solar fotovoltaica son las que establece el RD 1699/2011:

- *Interruptor general manual:* Este interruptor debe estar accesible a compañía en el punto de conexión. Y su poder de corte debe ser mayor que la intensidad de cortocircuito que proporciona compañía en el punto de conexión
- *Interruptor automático diferencial:* Será el encargado de proteger frente a derivaciones. Se pueden emplear de dos tipos:
 - El interruptor automático diferencial, colocado en la cabecera de la instalación protegería la instalación entera, si se produjese una derivación en cualquier parte aguas abajo. Si solo estuviera este interruptor, se desconectaría toda la instalación. En el caso de solo emplear esta protección, se puede apreciar que la selectividad es muy baja, esto es algo a tener en cuenta si se tiene una instalación con decenas de inversores conectados a paneles solares.
 - Si se quiere proteger la parte de continua y conseguir una mayor selectividad en las protecciones de la instalación, el interruptor empleado no es un diferencial como los que se emplean en corriente alterna, es un controlador permanente de aislamiento. La ventaja del uso de este interruptor es el aumento de la selectividad en las protecciones, no desconecta la instalación entera, los generadores pueden seguir produciendo durante la falta y permite a los operarios solventar la falta sin desconectar toda la instalación, con el desequilibrio de fases que supone. Hay inversores que incluyen esta protección.

Ahora bien, aguas arriba, estas protecciones no ven nada, por lo tanto, el cuadro en el cual están los interruptores automáticos podría estar en derivación y éstas protecciones no lo verían, es por ello que es necesario el uso del interruptor automático diferencial, pero si se quiere hacer una buena coordinación y mejorar la selectividad de la instalación se pueden emplear los controladores permanentes de aislamiento, con el incremento en el coste de la instalación que esto supone.
- *Relé de protección de máxima y mínima tensión,* estableciéndose los límites en un $1,15U_N$ de tensión máxima, con un tiempo de actuación máximo de 0,2 segundos y $0,85U_N$ de tensión mínima, con un tiempo de actuación inferior 1,5 segundos.
- *Relé de protección de máxima y mínima frecuencia,* con el límite máximo de 50,5 Hz, actuando en un tiempo inferior a 0,5 segundos y 48 Hz como frecuencia mínima actuando en menos de 3 segundos.

Las protecciones de tensión y frecuencia pueden estar integradas en el inversor, que es el caso del inversor empleado en éste proyecto.

2.6.1 Esquema del estudio



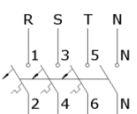
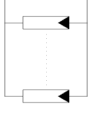
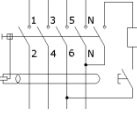
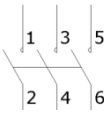
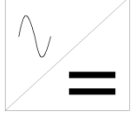
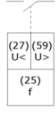
Nomenclatura:			
(52) Contactor. (27) Protección mínima tensión. (59) Protección máxima tensión. (25) Protección de frecuencia.			
Simbología:			
	Interruptor automático tetrapolar magnetotérmico 50 A		Bloque de paneles solares fotovoltaicos (22Sx6P)
	Interruptor diferencial tetrapolar 63 A; $I_d=30$ mA		Contactor tripolar
	Inversor Sunways 30 kW, 400V		Relé de vigilancia de tensión y frecuencia (Incluido en el inversor)

Figura 26. Esquema de la instalación fotovoltaica empleada en el análisis

3. Tipos de seguidores solares

El seguidor solar es una estructura en la cual están unidos los paneles fotovoltaicos. La estructura tiene uno o dos ejes que permiten la orientación de los paneles para que capten la máxima energía. Los seguidores solares no se clasifican teniendo solo en cuenta un criterio, por ejemplo, en función de la forma en la que la estructura se orienta, se pueden distinguir distintos tipos de seguimiento:

- *Seguimiento cenital:* La estructura orienta los paneles girando el eje horizontal en función de la altura solar.
- *Seguimiento acimutal:* En este caso, los paneles varían con el eje vertical de Este a Oeste.
- *Seguimiento polar:* Al igual que en el seguimiento acimutal, este seguimiento es de Este a Oeste, solo que ahora, el eje de rotación está inclinado con respecto a la vertical.
- *Seguimiento con dos ejes:* Es la combinación de seguimiento cenital y acimutal, la estructura se orienta mediante los dos ejes para seguir al sol en función de la altura solar y además le sigue de Este a Oeste.

El uso de seguidores solares es más recomendable en zonas con poca nubosidad, ya que normalmente los seguidores se orientan para maximizar la radiación directa. Si una zona está nublada la única radiación que recibirán los paneles será la difusa. En la producción de energía eléctrica mediante paneles solares de concentración es aún más importante recibir la radiación directa, pues éstos aprovechan éste tipo de radiación, mientras que los paneles solares fotovoltaicos pueden aprovechar también la radiación difusa.

En función del sistema de seguimiento, los seguidores solares pueden ser:

- *Pasivos:* No necesitan alimentación para orientar los paneles. Tienen un mantenimiento menor y el sistema de orientación no se ve afectado frente a descargas atmosféricas. Por otra parte, la dinámica de respuesta de este tipo de sistemas es más lenta y la lentitud en la respuesta es aún mayor en invierno.
- *Activos:* Requieren alimentación tanto para el motor como para el controlador que orientará los paneles en función del tipo de tecnología empleada, con sensores o con un algoritmo programado de seguimiento astronómico.

Sobre el sistema de seguimiento activo se pueden nombrar las siguientes ventajas:

- Algunos sistemas llevan incorporados sistemas de seguridad frente a vientos fuertes, mediante un anemómetro se toma la medida del viento y se envía al controlador. Si el controlador lee un viento excesivo en la señal, orienta el panel de tal modo que la incidencia del viento sobre el panel sea menor.
- Para el caso de seguidores con sensores, son precisos porque mantienen los paneles perpendiculares a los rayos del Sol si el día es claro.
- Al contrario que el seguimiento pasivo, la temperatura ambiente no influye en la dinámica de respuesta del sistema de seguimiento.
- El seguidor viene desensamblado de la fábrica, esto facilita el transporte y la instalación.

Por otra parte, las desventajas de este sistema de seguimiento son:

- La fiabilidad es menor, al funcionar con electricidad, los dispositivos son sensibles a rayos. A pesar de que los fabricantes hacen resistentes sus productos frente a este tipo de descargas, eventualmente, la caída de un rayo directo o cercano podría dañar el equipo de seguimiento.
- El coste de inversión es más alto que en el sistema pasivo.
- En el caso de sufrir la caída de algún rayo, el coste de reparación también sería más alto, ya que en el sistema pasivo, este coste era nulo.

3.1 Sistema pasivo de Freón

El seguimiento se hace con un solo eje, la estructura tiene como finalidad seguir al Sol de Este a Oeste. Es un sistema sellado, es decir, el gas no puede salir a la atmósfera, por lo tanto, no requiere reposición ni mantenimiento. El sistema está dotado de dos recipientes, dos reflectores y un conducto por el cual circula el vapor.

Para el movimiento del panel solo se requiere energía solar, la orientación se produce gracias a los desequilibrios de peso, producidos por la evaporación del Freón que contiene, la temperatura de ebullición del Freón es inferior a 25°C, lo que favorece su evaporación. El calentamiento y el enfriamiento de los distintos recipientes son debidos al Sol y los reflectores. Los reflectores solares dirigen el Sol al recipiente –calentándolo- o produciendo sombra –enfriándolo-. El incremento de la temperatura en uno de los recipientes es la causa del desequilibrio, cuando los rayos solares inciden perpendicularmente en el panel, se alcanza la situación de equilibrio.

En la siguiente Figura se muestra el movimiento diario de un panel, donde los reflectores se representan de color rojo:

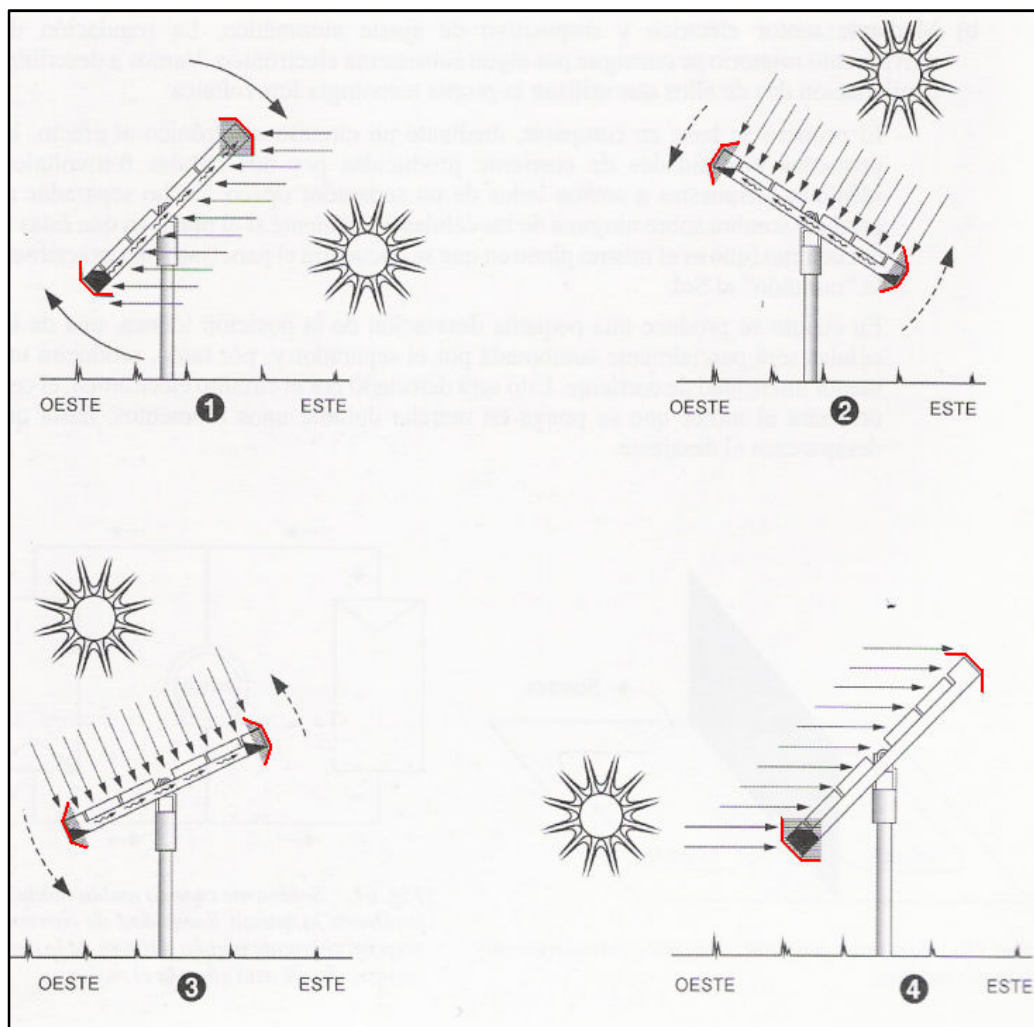


Figura 27. Seguimiento con sistema pasivo de Freón

La Fase 1 corresponde con la primera hora solar del día, cuando el Sol sale, el panel está orientado a la última hora del día anterior. Se aprecia que los rayos inciden por la parte posterior del panel, el recipiente inferior es el que está sometido a los rayos solares mientras que el recipiente superior queda sombreado. La temperatura del gas licuado del recipiente inferior se incrementa, el gas se evapora dirigiéndose hacia el recipiente superior y una vez en el recipiente superior, al estar éste más frío, el gas se licúa.

En la Fase 2 -unas horas antes del mediodía- el panel se encuentra en una situación de equilibrio, esta situación no es estática, el Sol no se para, esto produce que el panel siga moviéndose buscando el equilibrio de la misma forma, evaporando y licuando el gas del interior.

En las siguientes fases y transiciones, el funcionamiento es el mismo, la tercera fase se situaría a unas horas después del mediodía y la cuarta fase sería el ocaso, después de éste, al día siguiente volveríamos a la Fase 1.

Las ventajas que presenta esta tecnología de seguimiento son las siguientes:

- No puede haber fallos eléctricos en el seguimiento, la sencillez del sistema lo dota de una mayor fiabilidad.
- El coste de estos paneles, generalmente es menor que los seguidores que usan electricidad.

Por otra parte, las desventajas que plantea este tipo de tecnología son:

- La dinámica de respuesta es lenta ante una variación solar. Cuando el panel está entre la fase 2 y 4 esto no supone tanto problema como de la Fase 1 a 2, cuando el panel queda orientado al oeste, desde que sale el Sol hasta que el panel queda orientado 90º a los rayos solares puede llevar una hora o más, dependiendo de la temperatura ambiente y el viento. Este inconveniente se acentúa en invierno porque el seguidor es más lento.
- El seguimiento automático solo se realiza de Este a Oeste. Si se desea compensar la variación Norte Sur que se produce, se debe ajustar el panel manualmente, sobre unas cuatro veces al año.
- El transporte y la instalación son complicados por peso y tamaño, ya que algunos de estos modelos se transportan completamente ensamblados.

3.2 Sistema activo-motor

En este tipo de sistema, la estructura tiene unos ejes móviles, gobernados por una unidad de control. La unidad de control puede estar programada, si es así estará actuando sobre los accionamientos cada cierto tiempo, en función de la programación. En cambio, si la unidad de control no está programada porque actúa en función de las mediciones que recibe de los sensores, la unidad de control actuará sobre los accionamientos cuando sea necesario, con el objetivo de orientar los paneles de manera que éstos capten la mayor energía posible.

Las características más importantes que se deben tener en cuenta para la selección de un actuador son las siguientes:

- *La tensión de alimentación*, para el caso de actuadores lineales la tensión de alimentación suele ser de 12 V a 24 V en continua, no es así para los sistemas que utilizan sistemas con motores, que precisan de 240 V en alterna.
- *La carga*, se debe conocer la carga que va a mover el actuador y elegir en consecuencia porque sino éste puede sobrecargarse y estropearse.
- *Máxima longitud*, para el caso de los actuadores lineales, este dato nos dará la máxima variación que puede realizar el actuador.
- *La resolución*, nos dará el movimiento mínimo que puede realizar el actuador. Como resultado de esto, se obtendrá un error, puesto que no se puede gobernar el actuador al 100%, siempre habrá un pequeño margen de error y se deberá evaluar si es admisible.
- *El consumo en operación*.
- *El grado de protección*, los actuadores estarán a la intemperie y se debe asegurar que puedan aguantar cierto tipo de eventualidades, como por ejemplo la lluvia.

Normalmente, los distribuidores de seguidores solares integran todos los componentes, unidad de control, actuadores y sensores, no es necesario comprar los componentes por separado para integrarlos en la estructura. Sin embargo, para aplicaciones especiales puede ser mejor adquirir los componentes por separado.

La ventaja de una instalación fotovoltaica con seguimiento frente a una instalación fija, además del incremento en la producción de electricidad, es que los sistemas de control, implementan sensores no solo de radiación, sino de velocidad del viento, esto incrementa la seguridad en la instalación y puede hacer que el dimensionamiento de la cimentación sea menor.

Otra ventaja es que los controladores, también implementan mecanismos para evitar en la medida de lo posible el sombreado entre paneles, maximizando la producción, ya que en las horas en las cuales el Sol se encuentra más bajo, las sombras que producen los paneles son enormes.

En la Figura 28 se muestran dos estructuras, una con un actuador para cada eje y otra con un solo actuador:



Figura 28. Actuadores instalados en estructuras

3.2.1 Seguimiento astronómico

En este tipo de seguimiento, el controlador calcula y obtiene en cada instante de tiempo la posición del Sol en función del día y la hora. El controlador orienta los paneles lentamente siguiendo la trayectoria solar en función de los resultados del cálculo. Algunos de los parámetros de entrada necesarios para el controlador del seguidor astronómico son:

- *Latitud*, es la distancia angular desde el ecuador hasta el punto donde se va a situar la instalación.
- *Longitud*, es la distancia angular desde el lugar donde está la instalación hasta el meridiano que se tome como 0°, habitualmente el meridiano de referencia es el meridiano de Greenwich.
- *Hora estándar*.

Este tipo de tecnología en el seguimiento es más robusta que el uso de sensores, pues sigue directamente al Sol sin tener en cuenta la nubosidad y sin tener la posibilidad de fallo en la medición.

Por otra parte, los paneles solares fotovoltaicos no son como los de concentración, cuya función es calentar un fluido mediante radiación directa, los paneles fotovoltaicos también pueden aprovechar la radiación difusa así que los días nublados, cuando la radiación difusa es más importante que la radiación directa este tipo de seguimiento no se orientará para obtener la máxima radiación difusa, seguirá la trayectoria obtenida del cálculo.

3.2.2 Seguimiento mediante sensores

El principio de funcionamiento de los sensores es disponer dos células de tal modo que cuando los rayos del Sol no incidan perpendicularmente en el sensor una de las células quede parcialmente sombreada. El sensor más común consiste en separar las células fotovoltaicas con un plano perpendicular, si la incidencia de los rayos solares sobre las dos celdas no es perpendicular, el plano produce una sombra en una de las celdas y a consecuencia de esto, la célula sombreada producirá menos corriente. Las intensidades que producen las células son comparadas en un circuito electrónico, si hay una diferencia entre ambas intensidades lo suficientemente grande, la unidad de control orientará los paneles hasta que las dos células del sensor produzcan la misma corriente y esto sucederá cuando el sol incida perpendicularmente en el sensor. La Figura 29 muestra un sensor cuando la luz solar no incide en él perpendicularmente:

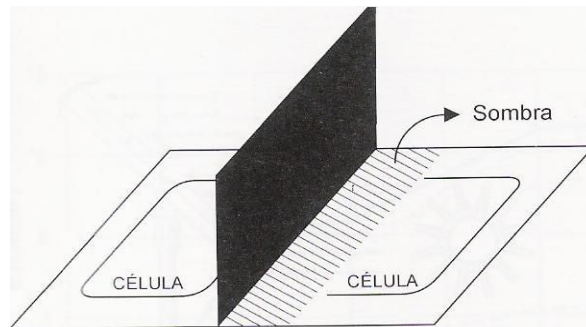


Figura 29. Sombra producida en el sensor cuando la luz solar no incide perpendicularmente

En la Figura 30 se puede apreciar que no existe solo un tipo de sensor, el primer sensor de la izquierda es el mismo que el de la figura anterior, solo que éste incluye el comparador, en cambio los otros dos sensores no emplean un plano para generar sombra.

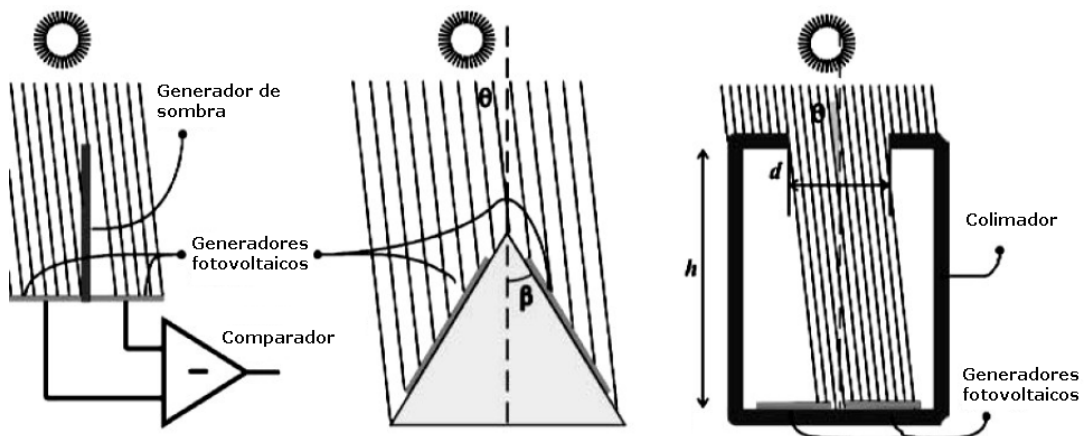


Figura 30. Varios tipos de sensores

En otras aplicaciones, se emplean dos paneles solares solidarios a la estructura lo suficientemente potentes como para producir corriente y actuar directamente sobre un motor de corriente continua como muestra la Figura 31:

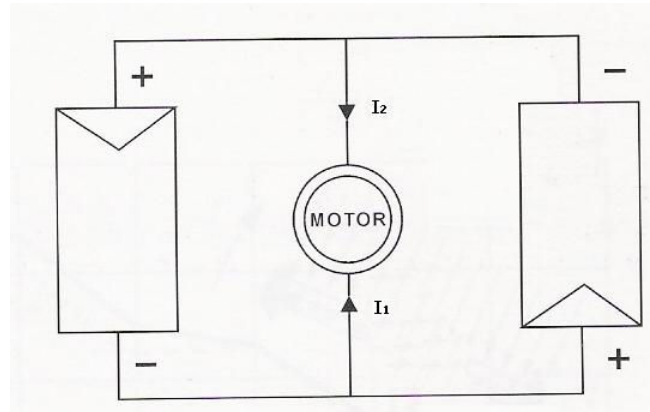


Figura 31. Seguidor con motor y dos paneles fotovoltaicos

La intensidad que circula por el motor es $I_1 - I_2$. Si la intensidad producida por ambos paneles es la misma, es decir, los rayos solares inciden perpendicularmente sobre los paneles, entonces la diferencia es nula y el motor no se mueve. A medida que pasa el tiempo y el Sol cambia su posición, uno de los paneles recibe más radiación que el otro. Cuando se produce una diferencia de corriente lo suficientemente grande como para hacer girar el motor, este gira hasta que los paneles vuelven a alcanzar la perpendicularidad con los rayos solares y las corrientes vuelven a anularse mutuamente. La desventaja del uso de este tipo de tecnología es que no es tan precisa como la anterior, el motor necesita corriente, no una señal, para ponerse en marcha, lo que supone que la orientación lleve más tiempo ya que la variación de corriente tiene que ser más significativa.

El tipo de tecnologías anteriormente expuesto presenta una desventaja, nunca se hacen dos células o paneles iguales, por lo tanto, nunca ambas células producirán la misma corriente con la incidencia de los rayos solares perpendiculares. El error de posicionamiento será tal que compense la variación en la generación de cada generador fotovoltaico.

Con todo ello, no se puede decir que los sensores anteriores sean los únicos que existen. Por ejemplo, otro tipo de sensor es el propuesto por Ritchie, Argeseanu y Leban, que mejora el error, barato y robusto, inspirado en el antiguo reloj solar, conocido como matriz de sensores solares (Matrix Sun Sensor (MSS)) se muestra en la Figura 32:

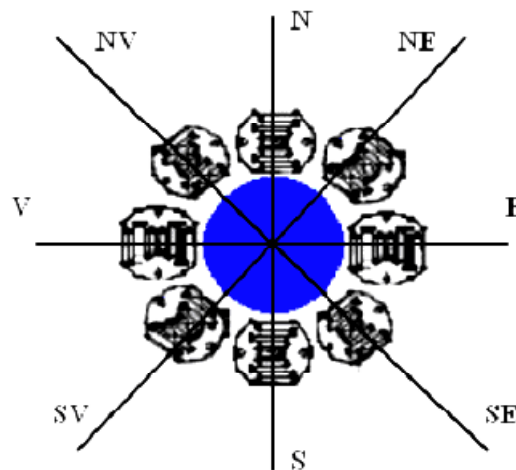


Figura 32. Propuesta sensor solar

En este caso, el cilindro azul del centro es el encargado de generar la sombra. Las señales que generará el sensor serán tal que, el movimiento del seguidor sea opuesto al de la sombra. Este sensor, en lugar de tener solo dos células fotovoltaicas se tiene 8 fotorresistencias. El principio de funcionamiento no es producir corriente sino una variación de tensión. Para obtener una variación de tensión se emplea la topología de un divisor de tensión, solo que en lugar de emplear dos resistencias en serie, se emplea una resistencia y una fotorresistencia. La Figura 33 muestra el esquema:

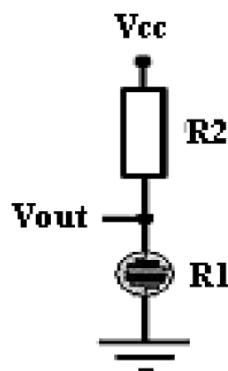


Figura 33. Divisor de tensión con fotorresistencia

Sabiendo que $V_{out}(R_1) = \frac{V_{cc}}{R_1 + R_2} \cdot R_1$

Si queda sombreada la fotorresistencia R_1 , ésta aumenta, en consecuencia V_{out} aumenta y se incrementa la señal. Aunque esto no se puede ver claramente porque la variable R_1 se encuentra multiplicando y dividiendo, operando para ver esto más claramente, se tiene que:

$$V_{out}(R_1) = \left(\frac{V_{cc}}{R_1 + R_2} \cdot R_1 \right) \frac{1}{R_1} = \frac{V_{cc}}{1 + \frac{R_2}{R_1}} \rightarrow \lim_{R_1 \rightarrow \infty} V_{out}(R_1) \rightarrow V_{out}(R_1 \rightarrow \infty) = V_{cc}$$

$$\lim_{R_1 \rightarrow 0^+} V_{out}(R_1) \rightarrow V_{out}(R_1 \rightarrow 0^+) = 0$$

Por consiguiente, cuando la fotorresistencia se sombrea, la resistencia aumenta hasta alcanzar cierto límite superior, V_{out} será un 1 digital. Por otra parte, cuando la fotorresistencia se ilumina, la resistencia disminuye hasta alcanzar cierto límite inferior que hará que V_{out} sea un 0 digital.

El control también es muy sencillo, en la Figura 34 se muestra su tabla de la verdad:

N	NE	E	SE	S	SW	W	NW	D _N	D _E	D _S	D _W
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0
1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1
0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1
0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	1	1
0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1
0	0	1	1	0	0	0	0	1	0	0	1
0	0	0	1	0	0	0	0	1	0	0	1
0	0	0	1	1	0	0	0	1	0	0	1
0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0
0	0	0	0	1	1	0	0	1	1	0	0
0	0	0	0	0	1	0	0	1	1	0	0
0	0	0	0	0	0	1	0	0	1	0	0
0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	1	0
0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0
1	0	0	0	0	0	0	1	0	1	1	0

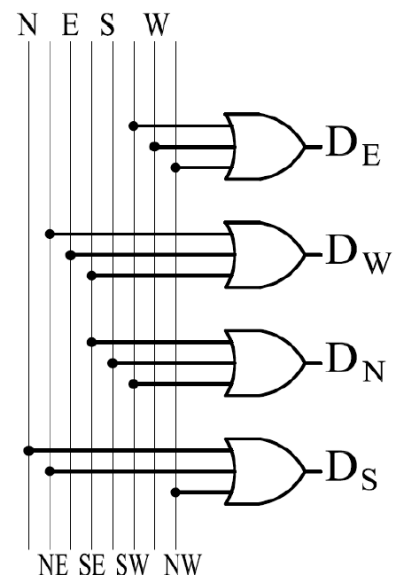


Figura 34. Tabla de la verdad y circuito digital

Si por ejemplo, quedan las fotorresistencias Norte y Noreste sombreadas, los correspondientes divisores de tensión generarán un 1 digital que activarán las salidas de movimiento hacia el sentido opuesto, Sur y Este. Las puertas OR están conectadas de tal modo que un 1 en la salida implica que la célula en el punto cardinal opuesto está sombreada.

4. Alcance del análisis

El análisis se ha centrado en dos localizaciones distintas y en los distintos tipos de seguidores enunciados en el apartado 4.1. La razón de esto fue comprobar a simple vista en los mapas de radiación de la Figura 35 -elaborados por el CIEMAT^[12]-, que la ganancia del uso de seguidores no era una constante en toda España, en algunos sitios la ganancia era mayor que en otros y viceversa.

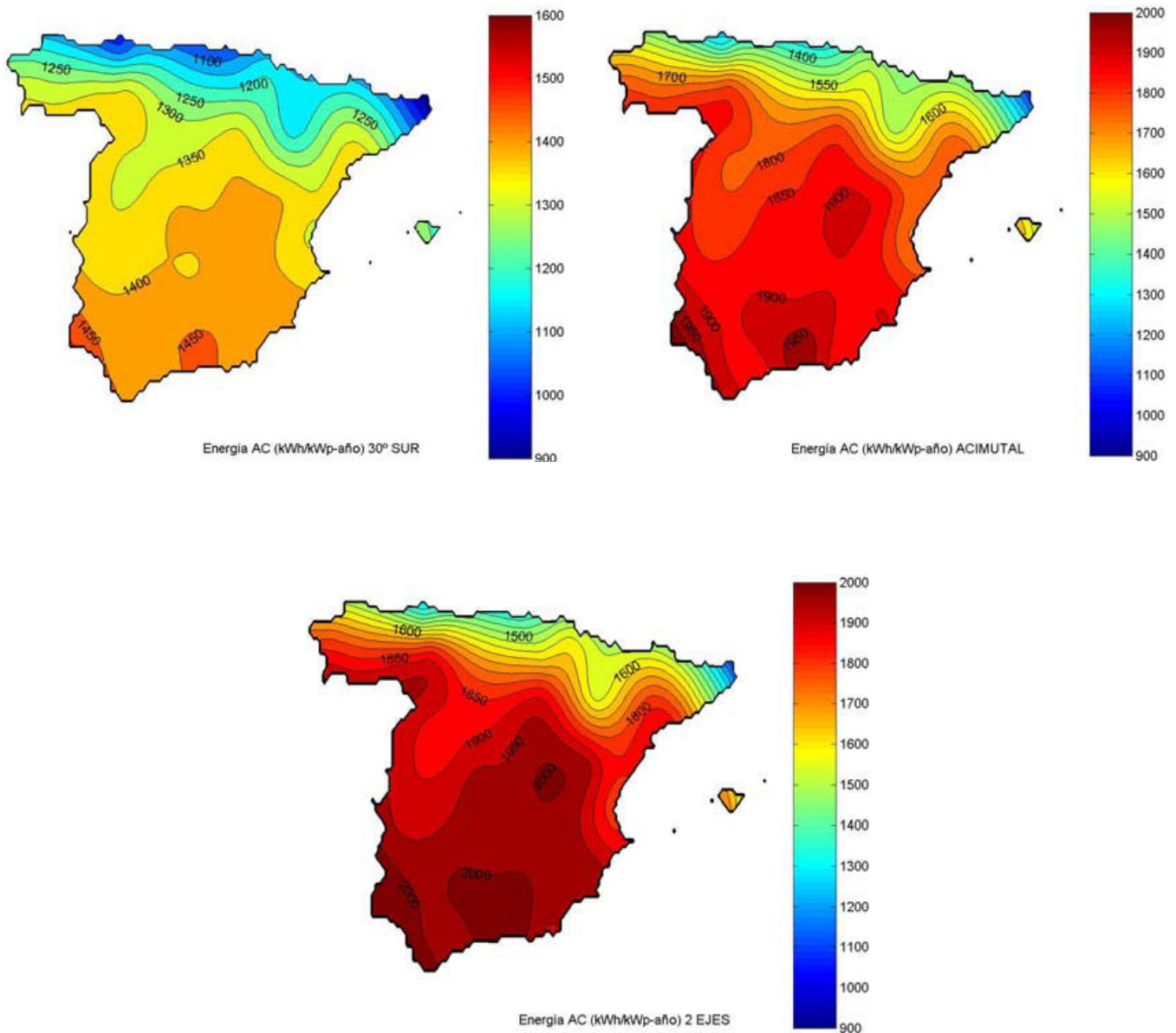


Figura 35. De izquierda a derecha, de arriba abajo: radiación recibida por un plano orientado 30° al sur; radiación con seguimiento acimutal; radiación con seguimiento a dos ejes

^[12] El mapa correspondiente al seguimiento polar no se ha incluido por ser un caso particular del seguimiento acimutal.

Conocer la variación de producción de energía en función de las localizaciones geográficas es esencial. Desde un punto de vista energético, no es lo mismo que un panel produzca el 60% de su capacidad durante su vida útil que si produce el 80% de su capacidad. La eficiencia en el uso de los recursos energéticos será mayor cuando el panel produzca el 80% de su capacidad.

El caso de base que se tomará, es el de una industria con 30 kW contratados, con tarifa 3.0.1 con un precio de 0,146903 € el kWh. Se supone que consume toda la electricidad que generan los paneles fotovoltaicos. La instalación fotovoltaica es de 30 kW.

La producción de electricidad por la instalación fotovoltaica no se ha considerado constante a lo largo de su vida útil. Según los datos proporcionados por el fabricante para el panel empleado en el estudio –LDK 235P-20– durante los diez primeros años se asegura la obtención del 90% de la potencia y durante los 25 años útiles el 80%. En las operaciones se tiene presente el descenso de producción, considerando la variación del rendimiento decreciente lineal a lo largo de los 25 años. La Figura 36 muestra la variación empleada para corregir la producción anual de la instalación.

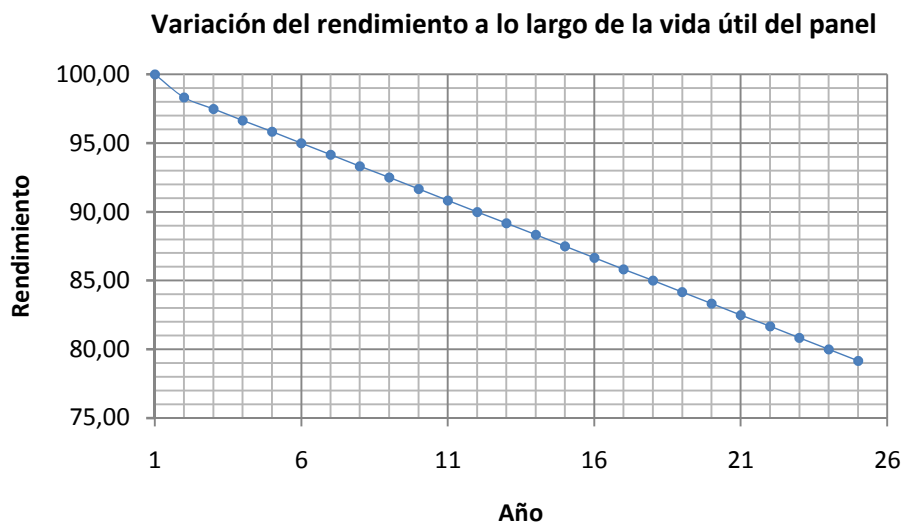


Figura 36. Variación del rendimiento del panel lineal en función del tiempo

De este modo, la producción anual de la instalación fotovoltaica vendrá dada por la relación:

$$E_{pr} = E_{pr0} \cdot \eta_t$$

Donde:

- E_{pr} Es la energía corregida por la disminución del rendimiento de los paneles.
- E_{pr0} Es la energía que producirían los paneles si su rendimiento fuese constante, este dato se ha obtenido a través de la aplicación PVSys.
- η_t Es el factor de rendimiento que se aplica a la producción anual en el año t.

Conceptos empleados en la evaluación financiera:**- Valor actual**

Este concepto sirve para determinar el valor del dinero, ya que éste tiene un valor en el tiempo. El principio financiero más elemental es que una unidad monetaria hoy vale más que mañana. En el caso de inflación, el incremento generalizado de los precios hace disminuir el poder adquisitivo. Es decir, si se tiene una cantidad dada de dinero constante y todo lo que se puede adquirir sufre un incremento en el precio, entonces disminuye la capacidad para adquirir productos o servicios. Es por esto, que si se quiere saber el valor de lo que se cobrará en un futuro hay que aplicarle una tasa de descuento.

El valor actual de la producción de energía para un año t se calcula como:

$$VA_t = \frac{\pi_E E_{pr} - C_{Op}}{(1 + r)^t} \quad (5.1)$$

Donde:

- VA_t Es el valor actual de los ingresos del año t .
- π_E Es el precio de la energía eléctrica.
- E_{pr} Es la energía producida por la instalación fotovoltaica durante el año t .
- t Es el año para el cual se calcula el valor actual.
- C_{Op} Es el coste de operación y mantenimiento de la instalación fotovoltaica.

El coste de operación y mantenimiento se desglosa en dos componentes:

- Limpieza de los paneles, es un coste anual. Se ha determinado que la limpieza de la instalación se realiza una vez al año, y el precio del servicio asciende a 144€/año.
- Reemplazo de componentes, se ha supuesto la sustitución de cuatro paneles en el año duodécimo.

- r Es la tasa de descuento, que se calcula como:

$$r = g + z + i$$

Donde:

- g Es la inflación, que se tomará como referencia el 2%.
- i Es la tasa libre de riesgo. Se tomará como referencia el bono alemán a diez años ya que su variabilidad es menor. El valor asumido es 1,74%.
- z Es la prima de riesgo del mercado, es decir la compensación por aceptar el riesgo de invertir en España en lugar de Alemania, se ha tomado el 4%.

- *Valor actual neto*

Para determinar si la inversión genera un valor y cuánto valor genera ésta, se ha empleado el concepto de **valor actual neto**. Si el resultado de la operación es mayor que cero, la inversión genera valor, si la inversión es menor que cero, entonces la inversión genera pérdidas. En el caso de que el valor actual neto sea cero, la inversión no generaría ni valor ni pérdidas. La expresión que se emplea para obtener el resultado del valor actual neto es:

$$VAN = \sum_{t=1}^{t_{vu}} VA_t - C_0 \quad (5.2)$$

Donde:

- VAN Es el valor actual neto
- C_0 Es la inversión inicial del proyecto.
- t_{vu} Es el tiempo en años de vida útil de la instalación fotovoltaica.

- *Tasa interna de rentabilidad*

Es un criterio que complementa al valor actual neto, sirve para comparar si sería más rentable invertir en éste, en otro proyecto o en bonos con una mayor rentabilidad. El resultado de la tasa interna de rentabilidad se obtiene cuando el valor actual neto es nulo, es decir:

$$\sum_{t=1}^{t_{vu}} \frac{\pi_E E_{pr} - C_{Op}}{(1 + TIR)^t} - C_0 = 0 \quad (5.3)$$

Donde:

- TIR Es la tasa interna de rentabilidad.

- *Plazo de recuperación de la inversión*

Es el tiempo que tarda en igualarse la suma de los flujos de caja con la inversión inicial.

Conceptos empleados en la evaluación energética:**- Tiempo y tasa de retorno de la energía**

Para entender estos conceptos se debe tener presente qué es una fuente de energía. La viabilidad de una fuente de energía se determina con la relación entre la energía que se obtiene de la fuente y la energía que se emplea para la obtención. Así pues, si un dispositivo consume una unidad energética en extraer el equivalente a dos unidades energéticas estaremos ante una fuente de energía. Si por el contrario, el dispositivo consume dos unidades energéticas en obtener el equivalente a una unidad energética, el dispositivo será un sumidero de energía.

La producción de los componentes de una instalación fotovoltaica, - paneles, cables e inversores – necesita recursos energéticos. La instalación actuará como una fuente de energía, para saber cuándo devuelve la instalación toda la energía que consumió en su fabricación se define **el tiempo de retorno de la energía**. Para obtener el tiempo debe igualarse la producción de la instalación anual durante t años a la energía que se consumió para su fabricación, es decir:

$$E_{pr} \cdot t_{RE} = E_{fab} \cdot S_p \cdot n \rightarrow t_{RE} = \frac{E_{fab} \cdot S_p \cdot n}{E_{pr}} \quad (5.4)$$

Donde:

- t_{RE} Es el tiempo en años que tarda el panel en devolver la energía que necesitó para su fabricación.
- E_{pr} Es la energía producida por la instalación fotovoltaica durante el primer año.
- E_{fab} Es la energía empleada para producir un panel fotovoltaico. Se ha tomado como referencia 3940 MJ/m² de Environmental Impact of Crystalline Silicon publicado por Marisa J. de Wild-Scholten, Erik Alsema.
- S_p Es la superficie del panel fotovoltaico empleado en la instalación, para el caso concreto del LDK 235P-20, la superficie es 1,65 m².
- n Es el número de paneles empleados en la instalación.

Para cuantificar la fuente de energía, se emplea **la tasa de retorno de la energía**, que se obtiene como:

$$TRE = \frac{E_{prt}}{E_{fab} \cdot S_p \cdot n} \quad (5.5)$$

Donde:

- TRE Es una magnitud adimensional que da una idea de cuánta energía se puede extraer en función de la energía que se emplea durante la vida de la instalación fotovoltaica.
- E_{prt} Es la producción total durante los 25 años de vida útil de la instalación.

Si el resultado de la operación es mayor que uno se producirá energía neta positiva y se puede hablar de una fuente de energía.

Conceptos empleados en la evaluación medioambiental:**- Emisiones**

Para cuantificar la cantidad de gases de efecto invernadero que se dejan de emitir durante la vida de la instalación se ha utilizado la expresión:

$$[GC] = [GC]_{sp} - [GC]_{prod} \quad (5.6)$$

Donde:

- $[GC]$ Es la cantidad de gas contaminante en toneladas que se deja de emitir a la atmósfera.
- $[GC]_{sp}$ Es la cantidad de gas contaminante en toneladas que se emitiría si la producción de electricidad no se hiciera con paneles fotovoltaicos.
- $[GC]_{prod}$ Es la cantidad de gas contaminante en toneladas que se emite en la generación de electricidad mediante una instalación fotovoltaica. Estas emisiones no se emiten explícitamente, provienen de la fabricación del panel, los inversores, los cables y el transporte de los componentes hasta la instalación.

Los datos empleados para estimar $[GC]_{sp}$ son los que proporciona la página web de gasNatural-Fenosa en el apartado de gestión ambiental:

Gas de efecto invernadero	Cantidad
CO ₂	371 g/kWh
SO ₂	0,315 g/kWh
NO _x	0,716 g/kWh

Tabla 3. Emisiones de gases de efecto invernadero por kWh producido

Para el cálculo de $[GC]_{prod}$ se han tomado los factores de conversión del artículo Photovoltaics Energy Payback Times, Greenhouse Gas Emissions and External Costs, publicado por Vasilis Fthenakis y Erik Alsema:

Gas de efecto invernadero	Cantidad
CO ₂	36,4 g/kWh
SO ₂	0,108 g/kWh
NO _x	$7,16 \cdot 10^{-5}$ g/kWh

Tabla 4. Gases contaminantes derivados de una instalación fotovoltaica

5. Costes de inversión

Instalación en estructura fija			
Cantidad	Designación	Precio unitario	Total
Instalación fotovoltaica			
128	Panel solar fotovoltaico LDK235P-20	360,00 €	46.080,00 €
1	Inversor Sunways PT30K	8.598,87 €	8.598,87 €
9	Estructura fija (2x7)	390,18 €	3.511,62 €
Protecciones			
1	Interruptor automático tetrapolar magnetotérmico de 50A	43,43 €	43,43 €
1	Interruptor diferencial tetrapolar de 63A y una intensidad de defecto de 30 mA	108,21 €	108,21 €
Total presupuesto			58.342,13 €

Instalación en seguidor con eje horizontal			
Cantidad	Designación	Precio unitario	Total
Instalación fotovoltaica			
128	Panel solar fotovoltaico LDK235P-20	360,00 €	46.080,00 €
1	Inversor Sunways PT30K	8.598,87 €	8.598,87 €
3	Seguidor de un eje con una superficie de 72 m2	6.127,74 €	18.383,22 €
Protecciones			
1	Interruptor automático tetrapolar magnetotérmico de 50A	43,43 €	43,43 €
1	Interruptor diferencial tetrapolar de 63A y una intensidad de defecto de 30 mA	108,21 €	108,21 €
Total presupuesto			73.213,73 €

Instalación en seguidor con eje vertical			
Cantidad	Designación	Precio unitario	Total
Instalación fotovoltaica			
128	Panel solar fotovoltaico LDK235P-20	360,00 €	46.080,00 €
1	Inversor Sunways PT30K	8.598,87 €	8.598,87 €
3	Seguidor de un eje con una superficie de 72 m2	6.127,74 €	18.383,22 €
Protecciones			
1	Interruptor automático tetrapolar magnetotérmico de 50A	43,43 €	43,43 €
1	Interruptor diferencial tetrapolar de 63A y una intensidad de defecto de 30 mA	108,21 €	108,21 €
Total presupuesto			73.213,73 €

Instalación en seguidor de dos ejes			
Cantidad	Designación	Precio unitario	Total
Instalación fotovoltaica			
128	Panel solar fotovoltaico LDK235P-20	360,00 €	46.080,00 €
1	Inversor Sunways PT30K	8.598,87 €	8.598,87 €
5	Seguidor de dos ejes con una superficie de 45 m2	7.331,99 €	36.659,95 €
Protecciones			
1	Interruptor automático tetrapolar magnetotérmico de 50A	43,43 €	43,43 €
1	Interruptor diferencial tetrapolar de 63A y una intensidad de defecto de 30 mA	108,21 €	108,21 €
Total presupuesto			91.490,46 €

6. Caso de estudio 1

El primer caso de estudio será el aeropuerto de Algoncillo, Logroño. Latitud $42^{\circ} 27' N$, Longitud $2^{\circ} 19' O$. La Figura 37 muestra la localización geográfica del aeropuerto de Algoncillo:



Figura 37. Localización geográfica del caso de estudio 1

6.1 Instalación fija

Los resultados energéticos y financieros de la instalación fija en el aeropuerto de Logroño se muestran en la Tabla 5:

Año	E_{pr0} (Datos obtenidos de PVSyst)	η_t (Descenso lineal del rendimiento)	E_{pr} ($E_{pr} = \eta_t \cdot E_{pr0}$)	Ingresos por producción ($I = \Pi_E \cdot E_{pr}$)	C_{op} (Coste de operación y mantenimiento)	Valor Actual (5.1)	Valor Actual Neto (5.2)
0						- 58.342,13 €	-74,74€
1	40828 kWh/año	100,0 %	40828 kWh/año	5997,76 €/año	144 €/año	5.433,22 €	Tasa Interna de Retorno (5.3)
2	40828 kWh/año	98,3 %	40148 kWh/año	5897,79 €/año	144 €/año	4.956,79 €	8,1688 %
3	40828 kWh/año	97,5 %	39807 kWh/año	5847,81 €/año	144 €/año	4.560,73 €	Energía total producida
4	40828 kWh/año	96,7 %	39467 kWh/año	5797,83 €/año	144 €/año	4.195,99 €	910464,4 kWh
5	40828 kWh/año	95,8 %	39127 kWh/año	5747,85 €/año	144 €/año	3.860,13 €	Tiempo de retorno de la energía (5.4)
6	40828 kWh/año	95,0 %	38787 kWh/año	5697,87 €/año	144 €/año	3.550,86 €	5,66 años
7	40828 kWh/año	94,2 %	38446 kWh/año	5647,89 €/año	144 €/año	3.266,11 €	Tasa de retorno de la energía (5.5)
8	40828 kWh/año	93,3 %	38106 kWh/año	5597,91 €/año	144 €/año	3.003,94 €	3,94:1
9	40828 kWh/año	92,5 %	37766 kWh/año	5547,92 €/año	144 €/año	2.762,59 €	
10	40828 kWh/año	91,7 %	37426 kWh/año	5497,94 €/año	144 €/año	2.540,41 €	
11	40828 kWh/año	90,8 %	37085 kWh/año	5447,96 €/año	144 €/año	2.335,90 €	
12	40828 kWh/año	90,0 %	36745 kWh/año	5397,98 €/año	1584 €/año	1.559,03 €	
13	40828 kWh/año	89,2 %	36405 kWh/año	5348,00 €/año	144 €/año	1.974,41 €	
14	40828 kWh/año	88,3 %	36065 kWh/año	5298,02 €/año	144 €/año	1.814,97 €	
15	40828 kWh/año	87,5 %	35725 kWh/año	5248,04 €/año	144 €/año	1.668,24 €	
16	40828 kWh/año	86,7 %	35384 kWh/año	5198,05 €/año	144 €/año	1.533,23 €	
17	40828 kWh/año	85,8 %	35044 kWh/año	5148,07 €/año	144 €/año	1.409,01 €	
18	40828 kWh/año	85,0 %	34704 kWh/año	5098,09 €/año	144 €/año	1.294,73 €	
19	40828 kWh/año	84,2 %	34364 kWh/año	5048,11 €/año	144 €/año	1.189,59 €	
20	40828 kWh/año	83,3 %	34023 kWh/año	4998,13 €/año	144 €/año	1.092,88 €	
21	40828 kWh/año	82,5 %	33683 kWh/año	4948,15 €/año	144 €/año	1.003,92 €	
22	40828 kWh/año	81,7 %	33343 kWh/año	4898,17 €/año	144 €/año	922,11 €	
23	40828 kWh/año	80,8 %	33003 kWh/año	4848,19 €/año	144 €/año	846,86 €	
24	40828 kWh/año	80,0 %	32662 kWh/año	4798,20 €/año	144 €/año	777,68 €	
25	40828 kWh/año	79,2 %	32322 kWh/año	4748,22 €/año	144 €/año	714,06 €	

Tabla 5. Resultados energéticos y financieros de instalación fija en el aeropuerto de Logroño

La comparación entre las emisiones que se producirían si se consumiese electricidad sin o con la instalación fotovoltaica se resume en la Tabla 6:

		Emisiones que se emitirían sin el uso de paneles	Emisiones asociadas a la instalación fotovoltaica	Emisiones que se dejan de emitir a la atmósfera (5.6)
Gas contaminante	CO ₂	337,7823 t	33,1409 t	304,6414 t
	SO ₂	0,2868 t	0,0983 t	0,1885 t
	NO _x	0,6519 t	0,0001 t	0,6518 t

Tabla 6. Emisiones evitadas por la instalación fotovoltaica fija en Logroño

6.2 Instalación con seguidor de eje horizontal

Los resultados energéticos y financieros de la instalación con seguidor de eje horizontal en el aeropuerto de Logroño se muestran en la Tabla 7:

Año	E_{pr0} (Datos obtenidos de PVSyst)	η_t (Descenso lineal del rendimiento)	E_{pr} ($E_{pr} = \eta_t \cdot E_{pr0}$)	Ingresos por producción ($I = \Pi_E \cdot E_{pr}$)	C_{op} (Coste de operación y mantenimiento)	Valor Actual (5.1)	Valor Actual Neto (5.2)
0						-73.213,73 €	-12117,94 €
1	42739 kWh/año	100,0 %	42739 kWh/año	6278,49 €/año	144 €/año	5.693,79 €	Tasa Interna de Retorno (5.3)
2	42739 kWh/año	98,3 %	42027 kWh/año	6173,85 €/año	144 €/año	5.194,60 €	6,0539 %
3	42739 kWh/año	97,5 %	41671 kWh/año	6121,53 €/año	144 €/año	4.779,59 €	Energía total producida
4	42739 kWh/año	96,7 %	41314 kWh/año	6069,20 €/año	144 €/año	4.397,39 €	953079,7 kWh
5	42739 kWh/año	95,8 %	40958 kWh/año	6016,88 €/año	144 €/año	4.045,45 €	Tiempo de retorno de la energía (5.4)
6	42739 kWh/año	95,0 %	40602 kWh/año	5964,56 €/año	144 €/año	3.721,37 €	5,41 años
7	42739 kWh/año	94,2 %	40246 kWh/año	5912,24 €/año	144 €/año	3.422,98 €	Tasa de retorno de la energía (5.5)
8	42739 kWh/año	93,3 %	39890 kWh/año	5859,92 €/año	144 €/año	3.148,26 €	4,12:1
9	42739 kWh/año	92,5 %	39534 kWh/año	5807,60 €/año	144 €/año	2.895,34 €	
10	42739 kWh/año	91,7 %	39177 kWh/año	5755,28 €/año	144 €/año	2.662,52 €	
11	42739 kWh/año	90,8 %	38821 kWh/año	5702,96 €/año	144 €/año	2.448,20 €	
12	42739 kWh/año	90,0 %	38465 kWh/año	5650,64 €/año	1584 €/año	1.662,31 €	
13	42739 kWh/año	89,2 %	38109 kWh/año	5598,32 €/año	144 €/año	2.069,38 €	
14	42739 kWh/año	88,3 %	37753 kWh/año	5546,00 €/año	144 €/año	1.902,29 €	
15	42739 kWh/año	87,5 %	37397 kWh/año	5493,68 €/año	144 €/año	1.748,53 €	
16	42739 kWh/año	86,7 %	37040 kWh/año	5441,36 €/año	144 €/año	1.607,04 €	
17	42739 kWh/año	85,8 %	36684 kWh/año	5389,03 €/año	144 €/año	1.476,86 €	
18	42739 kWh/año	85,0 %	36328 kWh/año	5336,71 €/año	144 €/año	1.357,09 €	
19	42739 kWh/año	84,2 %	35972 kWh/año	5284,39 €/año	144 €/año	1.246,91 €	
20	42739 kWh/año	83,3 %	35616 kWh/año	5232,07 €/año	144 €/año	1.145,55 €	
21	42739 kWh/año	82,5 %	35260 kWh/año	5179,75 €/año	144 €/año	1.052,32 €	
22	42739 kWh/año	81,7 %	34904 kWh/año	5127,43 €/año	144 €/año	966,57 €	
23	42739 kWh/año	80,8 %	34547 kWh/año	5075,11 €/año	144 €/año	887,72 €	
24	42739 kWh/año	80,0 %	34191 kWh/año	5022,79 €/año	144 €/año	815,20 €	
25	42739 kWh/año	79,2 %	33835 kWh/año	4970,47 €/año	144 €/año	748,52 €	

Tabla 7. Resultados energéticos y financieros de instalación con seguidor de eje horizontal en el aeropuerto de Logroño

La comparación entre las emisiones que se producirían si se consumiese electricidad sin o con la instalación fotovoltaica se resume en la Tabla 8:

		Emisiones que se emitirían sin el uso de paneles	Emisiones asociadas a la instalación fotovoltaica	Emisiones que se dejan de emitir a la atmósfera (5.6)
Gas contaminante	CO ₂	353,5926 t	34,6921 t	318,9005 t
	SO ₂	0,3002 t	0,1029 t	0,1973 t
	NO _x	0,6824 t	0,0001 t	0,6823 t

Tabla 8. Emisiones evitadas por la instalación fotovoltaica con seguidor de eje horizontal en Logroño

6.3 Instalación con seguidor de eje vertical

Los resultados energéticos y financieros de la instalación con seguidor de eje vertical en el aeropuerto de Logroño se muestran en la Tabla 9:

Año	E_{pr0} (Datos obtenidos de PVsyst)	η_t (Descenso lineal del rendimiento)	E_{pr} ($E_{pr} = \eta_t \cdot E_{pr0}$)	Ingresos por producción ($I = \Pi_E \cdot E_{pr}$)	C_{op} (Coste de operación y mantenimiento)	Valor Actual (5.1)	Valor Actual Neto (5.2)
0						-73.213,73 €	-317,41 €
1	50712 kWh/año	100,0 %	50712 kWh/año	7449,74 €/año	144 €/año	6.780,90 €	Tasa Interna de Retorno (5.3)
2	50712 kWh/año	98,3 %	49867 kWh/año	7325,58 €/año	144 €/año	6.186,80 €	8,0425 %
3	50712 kWh/año	97,5 %	49444 kWh/año	7263,50 €/año	144 €/año	5.692,70 €	Energía total producida
4	50712 kWh/año	96,7 %	49022 kWh/año	7201,42 €/año	144 €/año	5.237,67 €	1130877,6 kWh
5	50712 kWh/año	95,8 %	48599 kWh/año	7139,34 €/año	144 €/año	4.818,63 €	Tiempo de retorno de la energía (5.4)
6	50712 kWh/año	95,0 %	48176 kWh/año	7077,26 €/año	144 €/año	4.432,77 €	4,56 años
7	50712 kWh/año	94,2 %	47754 kWh/año	7015,18 €/año	144 €/año	4.077,48 €	Tasa de retorno de la energía (5.5)
8	50712 kWh/año	93,3 %	47331 kWh/año	6953,10 €/año	144 €/año	3.750,37 €	4,89:1
9	50712 kWh/año	92,5 %	46909 kWh/año	6891,01 €/año	144 €/año	3.449,20 €	
10	50712 kWh/año	91,7 %	46486 kWh/año	6828,93 €/año	144 €/año	3.171,96 €	
11	50712 kWh/año	90,8 %	46063 kWh/año	6766,85 €/año	144 €/año	2.916,74 €	
12	50712 kWh/año	90,0 %	45641 kWh/año	6704,77 €/año	1584 €/año	2.093,20 €	
13	50712 kWh/año	89,2 %	45218 kWh/año	6642,69 €/año	144 €/año	2.465,61 €	
14	50712 kWh/año	88,3 %	44796 kWh/año	6580,61 €/año	144 €/año	2.266,62 €	
15	50712 kWh/año	87,5 %	44373 kWh/año	6518,53 €/año	144 €/año	2.083,50 €	
16	50712 kWh/año	86,7 %	43950 kWh/año	6456,45 €/año	144 €/año	1.914,99 €	
17	50712 kWh/año	85,8 %	43528 kWh/año	6394,36 €/año	144 €/año	1.759,94 €	
18	50712 kWh/año	85,0 %	43105 kWh/año	6332,28 €/año	144 €/año	1.617,28 €	
19	50712 kWh/año	84,2 %	42683 kWh/año	6270,20 €/año	144 €/año	1.486,03 €	
20	50712 kWh/año	83,3 %	42260 kWh/año	6208,12 €/año	144 €/año	1.365,30 €	
21	50712 kWh/año	82,5 %	41837 kWh/año	6146,04 €/año	144 €/año	1.254,25 €	
22	50712 kWh/año	81,7 %	41415 kWh/año	6083,96 €/año	144 €/año	1.152,10 €	
23	50712 kWh/año	80,8 %	40992 kWh/año	6021,88 €/año	144 €/año	1.058,16 €	
24	50712 kWh/año	80,0 %	40570 kWh/año	5959,80 €/año	144 €/año	971,77 €	
25	50712 kWh/año	79,2 %	40147 kWh/año	5897,71 €/año	144 €/año	892,33 €	

Tabla 9. Resultados energéticos y financieros de instalación con seguidor de eje vertical en el aeropuerto de Logroño

La comparación entre las emisiones que se producirían si se consumiese electricidad sin o con la instalación fotovoltaica se resume en la Tabla 10:

		Emisiones que se emitirían sin el uso de paneles	Emisiones asociadas a la instalación fotovoltaica	Emisiones que se dejan de emitir a la atmósfera (5.6)
Gas contaminante	CO ₂	419,5556 t	41,1639 t	378,3916 t
	SO ₂	0,3562 t	0,1221 t	0,2341 t
	NO _x	0,8097 t	0,0001 t	0,8096 t

Tabla 10. Emisiones evitadas por la instalación fotovoltaica con seguidor de eje vertical en Logroño

6.4 Instalación con seguidor de dos ejes

Los resultados energéticos y financieros de la instalación con seguidor de dos ejes en el aeropuerto de Logroño se muestran en la Tabla 11:

Año	E_{pro} (Datos obtenidos de PVSyst)	η_t (Descenso lineal del rendimiento)	E_{pr} ($E_{pr} = \eta_t \cdot E_{pro}$)	Ingresos por producción ($I = \Pi_E \cdot E_{pr}$)	C_{op} (Coste de operación y mantenimiento)	Valor Actual (5.1)	Valor Actual Neto (5.2)
0						- 91.490,46 €	-13557,49 €
1	54115 kWh/año	100,0 %	54115 kWh/año	7949,66 €/año	144 €/año	7.244,90 €	Tasa Interna de Retorno (5.3)
2	54115 kWh/año	98,3 %	53213 kWh/año	7817,16 €/año	144 €/año	6.610,29 €	6,1994 %
3	54115 kWh/año	97,5 %	52762 kWh/año	7750,91 €/año	144 €/año	6.082,44 €	Energía total producida
4	54115 kWh/año	96,7 %	52311 kWh/año	7684,67 €/año	144 €/año	5.596,31 €	1206764,5 kWh
5	54115 kWh/año	95,8 %	51860 kWh/año	7618,42 €/año	144 €/año	5.148,64 €	Tiempo de retorno de la energía (5.4)
6	54115 kWh/año	95,0 %	51409 kWh/año	7552,17 €/año	144 €/año	4.736,41 €	4,27 años
7	54115 kWh/año	94,2 %	50958 kWh/año	7485,93 €/año	144 €/año	4.356,84 €	Tasa de retorno de la energía (5.5)
8	54115 kWh/año	93,3 %	50507 kWh/año	7419,68 €/año	144 €/año	4.007,35 €	5,22:1
9	54115 kWh/año	92,5 %	50056 kWh/año	7353,43 €/año	144 €/año	3.685,60 €	
10	54115 kWh/año	91,7 %	49605 kWh/año	7287,18 €/año	144 €/año	3.389,39 €	
11	54115 kWh/año	90,8 %	49154 kWh/año	7220,94 €/año	144 €/año	3.116,73 €	
12	54115 kWh/año	90,0 %	48704 kWh/año	7154,69 €/año	1584 €/año	2.277,12 €	
13	54115 kWh/año	89,2 %	48253 kWh/año	7088,44 €/año	144 €/año	2.634,73 €	
14	54115 kWh/año	88,3 %	47802 kWh/año	7022,20 €/año	144 €/año	2.422,13 €	
15	54115 kWh/año	87,5 %	47351 kWh/año	6955,95 €/año	144 €/año	2.226,47 €	
16	54115 kWh/año	86,7 %	46900 kWh/año	6889,70 €/año	144 €/año	2.046,42 €	
17	54115 kWh/año	85,8 %	46449 kWh/año	6823,45 €/año	144 €/año	1.880,76 €	
18	54115 kWh/año	85,0 %	45998 kWh/año	6757,21 €/año	144 €/año	1.728,33 €	
19	54115 kWh/año	84,2 %	45547 kWh/año	6690,96 €/año	144 €/año	1.588,10 €	
20	54115 kWh/año	83,3 %	45096 kWh/año	6624,71 €/año	144 €/año	1.459,09 €	
21	54115 kWh/año	82,5 %	44645 kWh/año	6558,47 €/año	144 €/año	1.340,43 €	
22	54115 kWh/año	81,7 %	44194 kWh/año	6492,22 €/año	144 €/año	1.231,28 €	
23	54115 kWh/año	80,8 %	43743 kWh/año	6425,97 €/año	144 €/año	1.130,90 €	
24	54115 kWh/año	80,0 %	43292 kWh/año	6359,72 €/año	144 €/año	1.038,59 €	
25	54115 kWh/año	79,2 %	42841 kWh/año	6293,48 €/año	144 €/año	953,70 €	

Tabla 11. Resultados energéticos y financieros de instalación con seguidor de dos ejes en el aeropuerto de Logroño

La comparación entre las emisiones que se producirían si se consumiese electricidad sin o con la instalación fotovoltaica se resume en la Tabla 12:

		Emisiones que se emitirían sin el uso de paneles	Emisiones asociadas a la instalación fotovoltaica	Emisiones que se dejan de emitir a la atmósfera (5.6)
Gas contaminante	CO ₂	447,7096 t	43,9262 t	403,7834 t
	SO ₂	0,3801 t	0,1303 t	0,2498 t
	NO _x	0,8640 t	0,0001 t	0,8639 t

Tabla 12. Emisiones evitadas por la instalación fotovoltaica con seguidor dos ejes en Logroño

6.5 Análisis de los resultados

Como se ha podido comprobar, en este caso particular estudiado en Logroño no se puede hablar de viabilidad económica. El valor actual neto en los 4 casos estudiados es inferior a cero. Esto es debido al bajo precio de la electricidad y a la tasa de descuento empleada, en la Figura 38 se pueden ver los perfiles de VAN en función de la tasa de descuento en las distintas instalaciones. La Tasa Interna de Rentabilidad no es lo suficientemente alta como para generar un VAN superior a cero en ninguna instalación. Por lo tanto, no merece la pena desde una perspectiva económica invertir en una instalación fotovoltaica a día de hoy en Logroño.

Perfiles del VAN en función de la tasa de descuento

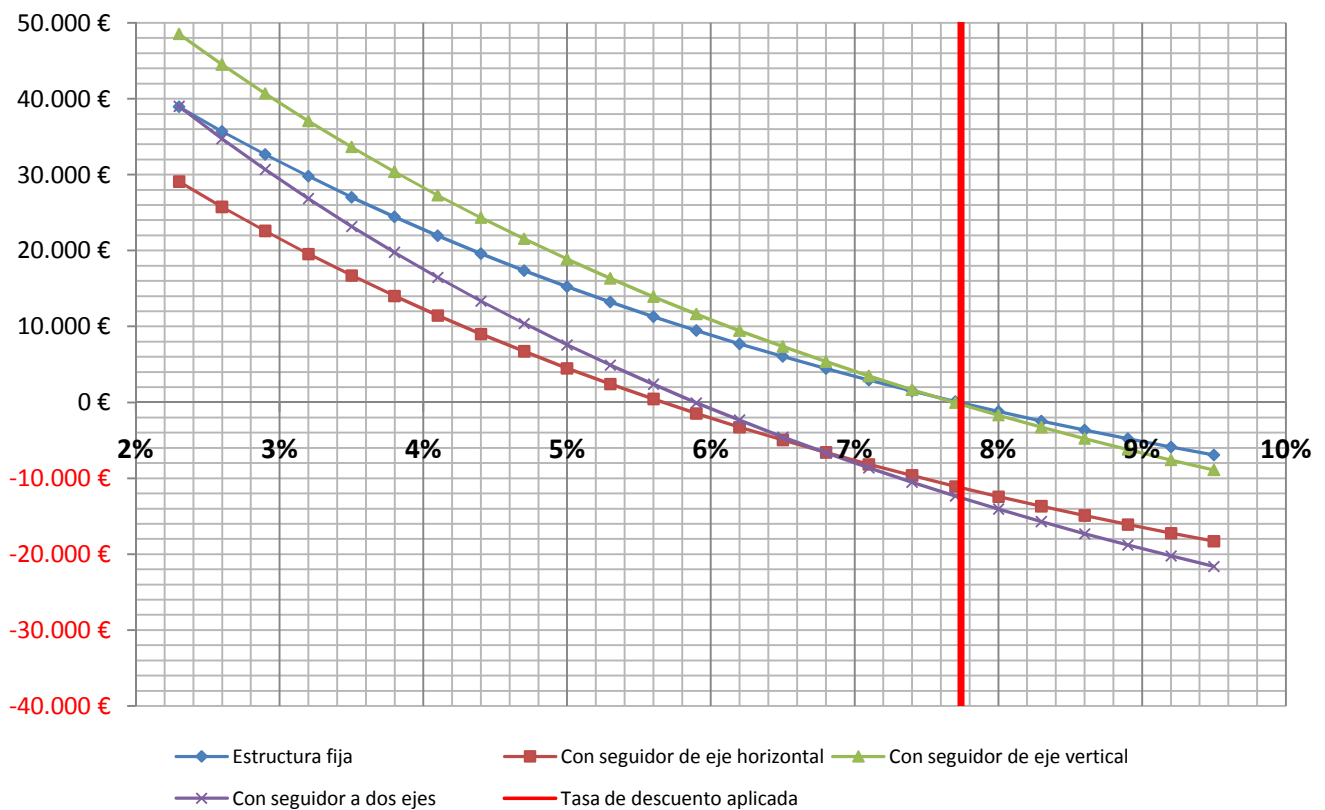


Figura 38. Perfiles VAN en las distintas instalaciones de Logroño

También se puede ver en la figura que, a partir del 8% de la tasa de descuento, invertir en una instalación fija genera un VAN superior al de cualquier instalación. Esto se debe tener en cuenta en el caso de que se produzca un incremento en el precio de la electricidad, pues desplazaría las tasas internas de rentabilidad hacia la derecha.

7. Caso de estudio 2

El primer caso de estudio será en San Javier, Murcia. Latitud $37^{\circ} 48' N$, Longitud $0^{\circ} 51' O$. La siguiente figura muestra la localización geográfica de San Javier:

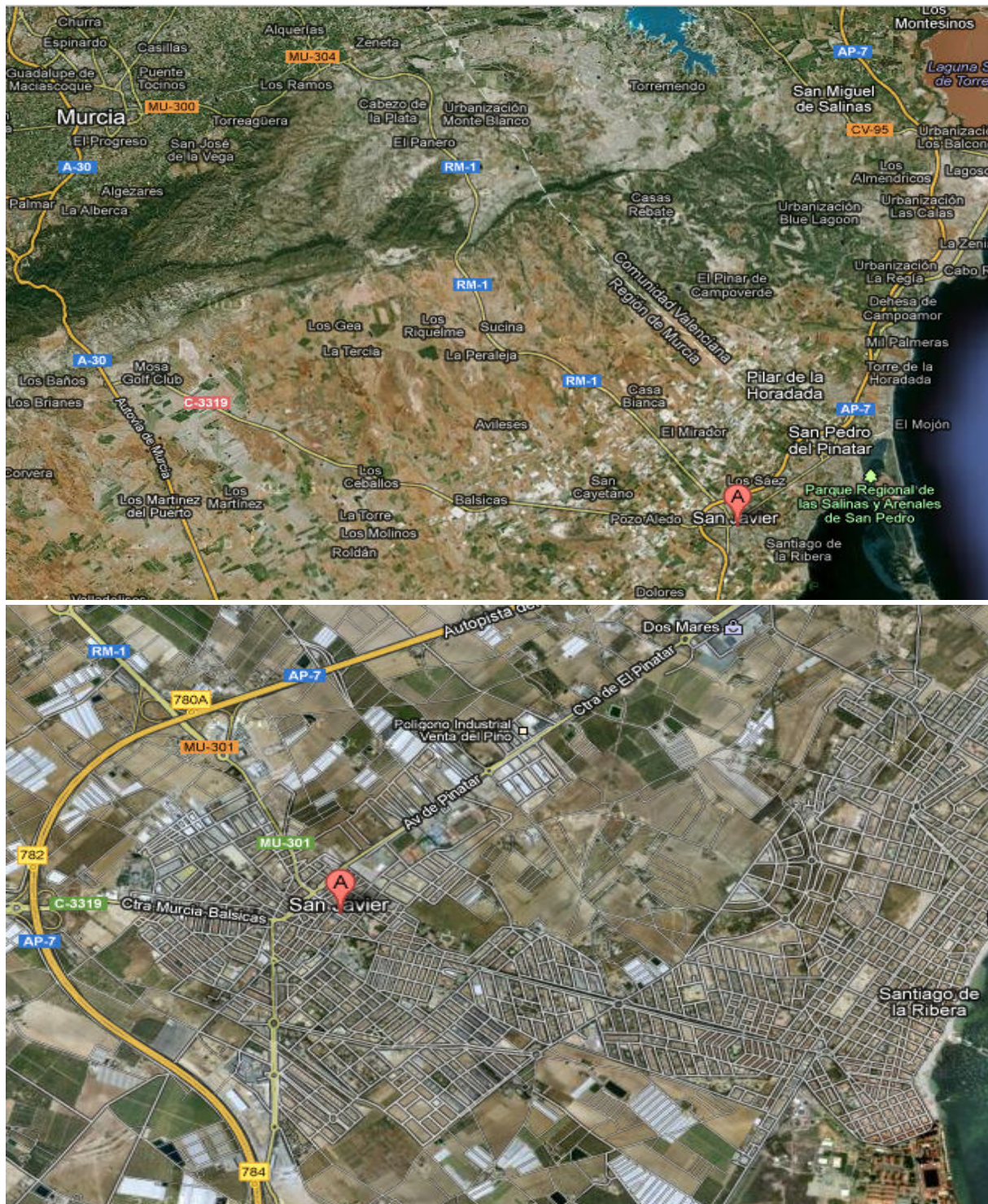


Figura 39. Localización geográfica del caso de estudio 2

7.1 Instalación fija

Los resultados energéticos y financieros de la instalación fija en Murcia se muestran en la Tabla 13:

Año	E_{pr} (Datos obtenidos de PVsyst)	η_t (Descenso lineal del rendimiento)	E_{pr} ($E_{pr} = \eta_t \cdot E_{pro}$)	Ingresos por producción ($I = \Pi_E \cdot E_{pr}$)	C_{op} (Coste de operación y mantenimiento)	Valor Actual (5.1)	Valor Actual Neto (5.2)
0						- 58.342,13 €	10898,44 €
1	48242 kWh/año	100,0 %	48242 kWh/año	7086,89 €/año	144 €/año	6.444,12 €	Tasa Interna de Retorno (5.3)
2	48242 kWh/año	98,3 %	47438 kWh/año	6968,78 €/año	144 €/año	5.879,42 €	10,3494 %
3	48242 kWh/año	97,5 %	47036 kWh/año	6909,72 €/año	144 €/año	5.409,83 €	Energía total producida
4	48242 kWh/año	96,7 %	46634 kWh/año	6850,66 €/año	144 €/año	4.977,36 €	1075796,6 kWh
5	48242 kWh/año	95,8 %	46232 kWh/año	6791,61 €/año	144 €/año	4.579,10 €	Tiempo de retorno de la energía (5.4)
6	48242 kWh/año	95,0 %	45830 kWh/año	6732,55 €/año	144 €/año	4.212,38 €	4,79 años
7	48242 kWh/año	94,2 %	45428 kWh/año	6673,49 €/año	144 €/año	3.874,72 €	Tasa de retorno de la energía (5.5)
8	48242 kWh/año	93,3 %	45026 kWh/año	6614,43 €/año	144 €/año	3.563,84 €	4,65:1
9	48242 kWh/año	92,5 %	44624 kWh/año	6555,38 €/año	144 €/año	3.277,62 €	Plazo de recuperación de la inversión
10	48242 kWh/año	91,7 %	44222 kWh/año	6496,32 €/año	144 €/año	3.014,13 €	17 años
11	48242 kWh/año	90,8 %	43820 kWh/año	6437,26 €/año	144 €/año	2.771,59 €	
12	48242 kWh/año	90,0 %	43418 kWh/año	6378,21 €/año	1584 €/año	1.959,72 €	
13	48242 kWh/año	89,2 %	43016 kWh/año	6319,15 €/año	144 €/año	2.342,86 €	
14	48242 kWh/año	88,3 %	42614 kWh/año	6260,09 €/año	144 €/año	2.153,75 €	
15	48242 kWh/año	87,5 %	42212 kWh/año	6201,03 €/año	144 €/año	1.979,73 €	
16	48242 kWh/año	86,7 %	41810 kWh/año	6141,98 €/año	144 €/año	1.819,59 €	
17	48242 kWh/año	85,8 %	41408 kWh/año	6082,92 €/año	144 €/año	1.672,24 €	
18	48242 kWh/año	85,0 %	41006 kWh/año	6023,86 €/año	144 €/año	1.536,67 €	
19	48242 kWh/año	84,2 %	40604 kWh/año	5964,80 €/año	144 €/año	1.411,95 €	
20	48242 kWh/año	83,3 %	40202 kWh/año	5905,75 €/año	144 €/año	1.297,22 €	
21	48242 kWh/año	82,5 %	39800 kWh/año	5846,69 €/año	144 €/año	1.191,69 €	
22	48242 kWh/año	81,7 %	39398 kWh/año	5787,63 €/año	144 €/año	1.094,62 €	
23	48242 kWh/año	80,8 %	38996 kWh/año	5728,57 €/año	144 €/año	1.005,36 €	
24	48242 kWh/año	80,0 %	38594 kWh/año	5669,52 €/año	144 €/año	923,26 €	
25	48242 kWh/año	79,2 %	38192 kWh/año	5610,46 €/año	144 €/año	847,78 €	

Tabla 13. Resultados energéticos y financieros de instalación fija en Murcia

La comparación entre las emisiones que se producirían si se consumiese electricidad sin o con instalación fotovoltaica se resume en la Tabla 14:

		Emisiones que se emitirían sin el uso de paneles	Emisiones asociadas a la instalación fotovoltaica	Emisiones que se dejan de emitir a la atmósfera (5.6)
Gas contaminante	CO ₂	399,1205 t	39,1590 t	359,9615 t
	SO ₂	0,3389 t	0,1162 t	0,2227 t
	NO _x	0,7703 t	0,0001 t	0,7702 t

Tabla 14. Emisiones evitadas por la instalación fotovoltaica fija en Murcia

7.2 Instalación con seguidor de eje horizontal

Los resultados energéticos y financieros de la instalación con seguidor de eje horizontal en Murcia se muestran en la Tabla 15:

Año	E_{pro} (Datos obtenidos de PVSyst)	η_t (Descenso lineal del rendimiento)	E_{pr} ($E_{pr} = \eta_t \cdot E_{pro}$)	Ingresos por producción ($I = \Pi_E \cdot E_{pr}$)	C_{Op} (Coste de operación y mantenimiento)	Valor Actual (5.1)	Valor Actual Neto (5.2)
0						-73.213,73 €	779,31 €
1	51453 kWh/año	100,0 %	51453 kWh/año	7558,60 €/año	144 €/año	6.881,94 €	Tasa Interna de Retorno (5.3)
2	51453 kWh/año	98,3 %	50595 kWh/año	7432,62 €/año	144 €/año	6.279,02 €	7,6262 %
3	51453 kWh/año	97,5 %	50167 kWh/año	7369,64 €/año	144 €/año	5.777,57 €	Energía total producida
4	51453 kWh/año	96,7 %	49738 kWh/año	7306,65 €/año	144 €/año	5.315,76 €	1147401,9 kWh
5	51453 kWh/año	95,8 %	49309 kWh/año	7243,66 €/año	144 €/año	4.890,49 €	Tiempo de retorno de la energía (5.4)
6	51453 kWh/año	95,0 %	48880 kWh/año	7180,67 €/año	144 €/año	4.498,89 €	4,49 años
7	51453 kWh/año	94,2 %	48452 kWh/año	7117,68 €/año	144 €/año	4.138,31 €	Tasa de retorno de la energía (5.5)
8	51453 kWh/año	93,3 %	48023 kWh/año	7054,69 €/año	144 €/año	3.806,32 €	4,96:1
9	51453 kWh/año	92,5 %	47594 kWh/año	6991,71 €/año	144 €/año	3.500,68 €	Plazo de recuperación de la inversión
10	51453 kWh/año	91,7 %	47165 kWh/año	6928,72 €/año	144 €/año	3.219,30 €	25 años
11	51453 kWh/año	90,8 %	46736 kWh/año	6865,73 €/año	144 €/año	2.960,29 €	
12	51453 kWh/año	90,0 %	46308 kWh/año	6802,74 €/año	1584 €/año	2.133,25 €	
13	51453 kWh/año	89,2 %	45879 kWh/año	6739,75 €/año	144 €/año	2.502,44 €	
14	51453 kWh/año	88,3 %	45450 kWh/año	6676,76 €/año	144 €/año	2.300,48 €	
15	51453 kWh/año	87,5 %	45021 kWh/año	6613,78 €/año	144 €/año	2.114,63 €	
16	51453 kWh/año	86,7 %	44593 kWh/año	6550,79 €/año	144 €/año	1.943,61 €	
17	51453 kWh/año	85,8 %	44164 kWh/año	6487,80 €/año	144 €/año	1.786,24 €	
18	51453 kWh/año	85,0 %	43735 kWh/año	6424,81 €/año	144 €/año	1.641,46 €	
19	51453 kWh/año	84,2 %	43306 kWh/año	6361,82 €/año	144 €/año	1.508,26 €	
20	51453 kWh/año	83,3 %	42878 kWh/año	6298,83 €/año	144 €/año	1.385,72 €	
21	51453 kWh/año	82,5 %	42449 kWh/año	6235,85 €/año	144 €/año	1.273,01 €	
22	51453 kWh/año	81,7 %	42020 kWh/año	6172,86 €/año	144 €/año	1.169,34 €	
23	51453 kWh/año	80,8 %	41591 kWh/año	6109,87 €/año	144 €/año	1.074,00 €	
24	51453 kWh/año	80,0 %	41162 kWh/año	6046,88 €/año	144 €/año	986,32 €	
25	51453 kWh/año	79,2 %	40734 kWh/año	5983,89 €/año	144 €/año	905,69 €	

Tabla 15. Resultados energéticos y financieros de instalación con seguidor de eje horizontal en Murcia

La comparación entre las emisiones que se producirían si se consumiese electricidad sin o con instalación fotovoltaica se resume en la Tabla 16:

		Emisiones que se emitirían sin el uso de paneles	Emisiones asociadas a la instalación fotovoltaica	Emisiones que se dejan de emitir a la atmósfera (5.6)
Gas contaminante	CO ₂	425,6861 t	41,7654 t	383,9207 t
	SO ₂	0,3614 t	0,1239 t	0,2375 t
	NO _x	0,8215 t	0,0001 t	0,8214 t

Tabla 16. Emisiones evitadas por la instalación fotovoltaica con seguidor de eje horizontal en Murcia

7.3 Instalación con seguidor de eje vertical

Los resultados energéticos y financieros de la instalación con seguidor de eje vertical en Murcia se muestran en la Tabla 17:

Año	E_{pr0} (Datos obtenidos de PVSyst)	η_t (Descenso lineal del rendimiento)	E_{pr} ($E_{pr} = \eta_t \cdot E_{pr0}$)	Ingresos por producción ($I = \Pi_E \cdot E_{pr}$)	C_{Op} (Coste de operación y mantenimiento)	Valor Actual (5.1)	Valor Actual Neto (5.2)
0						-73.213,73 €	11225,48 €
1	60986 kWh/año	100,0 %	60986 kWh/año	8959,03 €/año	144 €/año	8.181,76 €	Tasa Interna de Retorno (5.3)
2	60986 kWh/año	98,3 %	59970 kWh/año	8809,71 €/año	144 €/año	7.465,35 €	9,7839 %
3	60986 kWh/año	97,5 %	59461 kWh/año	8735,05 €/año	144 €/año	6.869,35 €	Energía total producida
4	60986 kWh/año	96,7 %	58953 kWh/año	8660,39 €/año	144 €/año	6.320,45 €	1359987,8 kWh
5	60986 kWh/año	95,8 %	58445 kWh/año	8585,73 €/año	144 €/año	5.814,96 €	Tiempo de retorno de la energía (5.4)
6	60986 kWh/año	95,0 %	57937 kWh/año	8511,08 €/año	144 €/año	5.349,48 €	3,79 años
7	60986 kWh/año	94,2 %	57428 kWh/año	8436,42 €/año	144 €/año	4.920,87 €	Tasa de retorno de la energía (5.5)
8	60986 kWh/año	93,3 %	56920 kWh/año	8361,76 €/año	144 €/año	4.526,24 €	5,88:1
9	60986 kWh/año	92,5 %	56412 kWh/año	8287,10 €/año	144 €/año	4.162,91 €	Plazo de recuperación de la inversión
10	60986 kWh/año	91,7 %	55904 kWh/año	8212,44 €/año	144 €/año	3.828,42 €	16 años
11	60986 kWh/año	90,8 %	55396 kWh/año	8137,78 €/año	144 €/año	3.520,51 €	
12	60986 kWh/año	90,0 %	54887 kWh/año	8063,12 €/año	1584 €/año	2.648,46 €	
13	60986 kWh/año	89,2 %	54379 kWh/año	7988,47 €/año	144 €/año	2.976,20 €	
14	60986 kWh/año	88,3 %	53871 kWh/año	7913,81 €/año	144 €/año	2.736,10 €	
15	60986 kWh/año	87,5 %	53363 kWh/año	7839,15 €/año	144 €/año	2.515,14 €	
16	60986 kWh/año	86,7 %	52855 kWh/año	7764,49 €/año	144 €/año	2.311,81 €	
17	60986 kWh/año	85,8 %	52346 kWh/año	7689,83 €/año	144 €/año	2.124,70 €	
18	60986 kWh/año	85,0 %	51838 kWh/año	7615,17 €/año	144 €/año	1.952,56 €	
19	60986 kWh/año	84,2 %	51330 kWh/año	7540,51 €/año	144 €/año	1.794,17 €	
20	60986 kWh/año	83,3 %	50822 kWh/año	7465,86 €/año	144 €/año	1.648,47 €	
21	60986 kWh/año	82,5 %	50313 kWh/año	7391,20 €/año	144 €/año	1.514,45 €	
22	60986 kWh/año	81,7 %	49805 kWh/año	7316,54 €/año	144 €/año	1.391,17 €	
23	60986 kWh/año	80,8 %	49297 kWh/año	7241,88 €/año	144 €/año	1.277,79 €	
24	60986 kWh/año	80,0 %	48789 kWh/año	7167,22 €/año	144 €/año	1.173,52 €	
25	60986 kWh/año	79,2 %	48281 kWh/año	7092,56 €/año	144 €/año	1.077,63 €	

Tabla 17. Resultados energéticos y financieros de instalación con seguidor de eje vertical en Murcia

La comparación entre las emisiones que se producirían si se consumiese electricidad sin o con instalación fotovoltaica se resume en la Tabla 18:

		Emisiones que se emitirían sin el uso de paneles	Emisiones asociadas a la instalación fotovoltaica	Emisiones que se dejan de emitir a la atmósfera (5.6)
Gas contaminante	CO ₂	504,5555 t	49,5036 t	455,0519 t
	SO ₂	0,4284 t	0,1469 t	0,2815 t
	NO _x	0,9738 t	0,0001 t	0,9737 t

Tabla 18. Emisiones evitadas por la instalación fotovoltaica con seguidor de eje vertical en Murcia

7.4 Instalación con seguidor de dos ejes

Los resultados energéticos y financieros de la instalación con seguidor de dos ejes en el aeropuerto de Logroño se muestran en la Tabla 19:

Año	E_{pr0} (Datos obtenidos de PVSyst)	η_t (Descenso lineal del rendimiento)	E_{pr} ($E_{pr} = \eta_t \cdot E_{pr0}$)	Ingresos por producción ($I = \Pi_E \cdot E_{pr}$)	C_{Op} (Coste de operación y mantenimiento)	Valor Actual (5.1)	Valor Actual Neto (5.2)
0						- 91.490,46 €	4204,72 €
1	66116 kWh/año	100,0 %	66116 kWh/año	9712,64 €/año	144 €/año	8.881,23 €	Tasa Interna de Retorno (5.3)
2	66116 kWh/año	98,3 %	65014 kWh/año	9550,76 €/año	144 €/año	8.103,75 €	8,5698 %
3	66116 kWh/año	97,5 %	64463 kWh/año	9469,82 €/año	144 €/año	7.456,86 €	Energía total producida
4	66116 kWh/año	96,7 %	63912 kWh/año	9388,88 €/año	144 €/año	6.861,10 €	1474386,8 kWh
5	66116 kWh/año	95,8 %	63361 kWh/año	9307,95 €/año	144 €/año	6.312,45 €	Tiempo de retorno de la energía (5.4)
6	66116 kWh/año	95,0 %	62810 kWh/año	9227,01 €/año	144 €/año	5.807,21 €	3,49 años
7	66116 kWh/año	94,2 %	62259 kWh/año	9146,07 €/año	144 €/año	5.342,00 €	Tasa de retorno de la energía (5.5)
8	66116 kWh/año	93,3 %	61708 kWh/año	9065,13 €/año	144 €/año	4.913,65 €	6,38:1
9	66116 kWh/año	92,5 %	61157 kWh/año	8984,19 €/año	144 €/año	4.519,28 €	Plazo de recuperación de la inversión
10	66116 kWh/año	91,7 %	60606 kWh/año	8903,25 €/año	144 €/año	4.156,21 €	22 años
11	66116 kWh/año	90,8 %	60055 kWh/año	8822,31 €/año	144 €/año	3.821,98 €	
12	66116 kWh/año	90,0 %	59504 kWh/año	8741,37 €/año	1584 €/año	2.925,70 €	
13	66116 kWh/año	89,2 %	58953 kWh/año	8660,44 €/año	144 €/año	3.231,15 €	
14	66116 kWh/año	88,3 %	58402 kWh/año	8579,50 €/año	144 €/año	2.970,52 €	
15	66116 kWh/año	87,5 %	57852 kWh/año	8498,56 €/año	144 €/año	2.730,67 €	
16	66116 kWh/año	86,7 %	57301 kWh/año	8417,62 €/año	144 €/año	2.509,94 €	
17	66116 kWh/año	85,8 %	56750 kWh/año	8336,68 €/año	144 €/año	2.306,84 €	
18	66116 kWh/año	85,0 %	56199 kWh/año	8255,74 €/año	144 €/año	2.119,97 €	
19	66116 kWh/año	84,2 %	55648 kWh/año	8174,80 €/año	144 €/año	1.948,03 €	
20	66116 kWh/año	83,3 %	55097 kWh/año	8093,87 €/año	144 €/año	1.789,87 €	
21	66116 kWh/año	82,5 %	54546 kWh/año	8012,93 €/año	144 €/año	1.644,37 €	
22	66116 kWh/año	81,7 %	53995 kWh/año	7931,99 €/año	144 €/año	1.510,54 €	
23	66116 kWh/año	80,8 %	53444 kWh/año	7851,05 €/año	144 €/año	1.387,45 €	
24	66116 kWh/año	80,0 %	52893 kWh/año	7770,11 €/año	144 €/año	1.274,25 €	
25	66116 kWh/año	79,2 %	52342 kWh/año	7689,17 €/año	144 €/año	1.170,16 €	

Tabla 19. Resultados energéticos y financieros de instalación con seguidor de dos ejes en Murcia

La comparación entre las emisiones que se producirían si se consumiese electricidad sin o con instalación fotovoltaica se resume en la Tabla 20:

		Emisiones que se emitirían sin el uso de paneles	Emisiones asociadas a la instalación fotovoltaica	Emisiones que se dejan de emitir a la atmósfera (5.6)
Gas contaminante	CO ₂	546,9975 t	53,6677 t	493,3298 t
	SO ₂	0,4644 t	0,1592 t	0,3052 t
	NO _x	1,0557 t	0,0001 t	1,0556 t

Tabla 20. Emisiones evitadas por la instalación fotovoltaica con seguidor dos ejes en Murcia

7.5 Análisis de los resultados

Al contrario de lo que sucedía en Logroño, en Murcia con la tasa de descuento aplicada, todas las instalaciones generan un Valor Actual Neto mayor que cero, como se muestra en la Figura 40.

Perfiles del VAN en función de la tasa de descuento

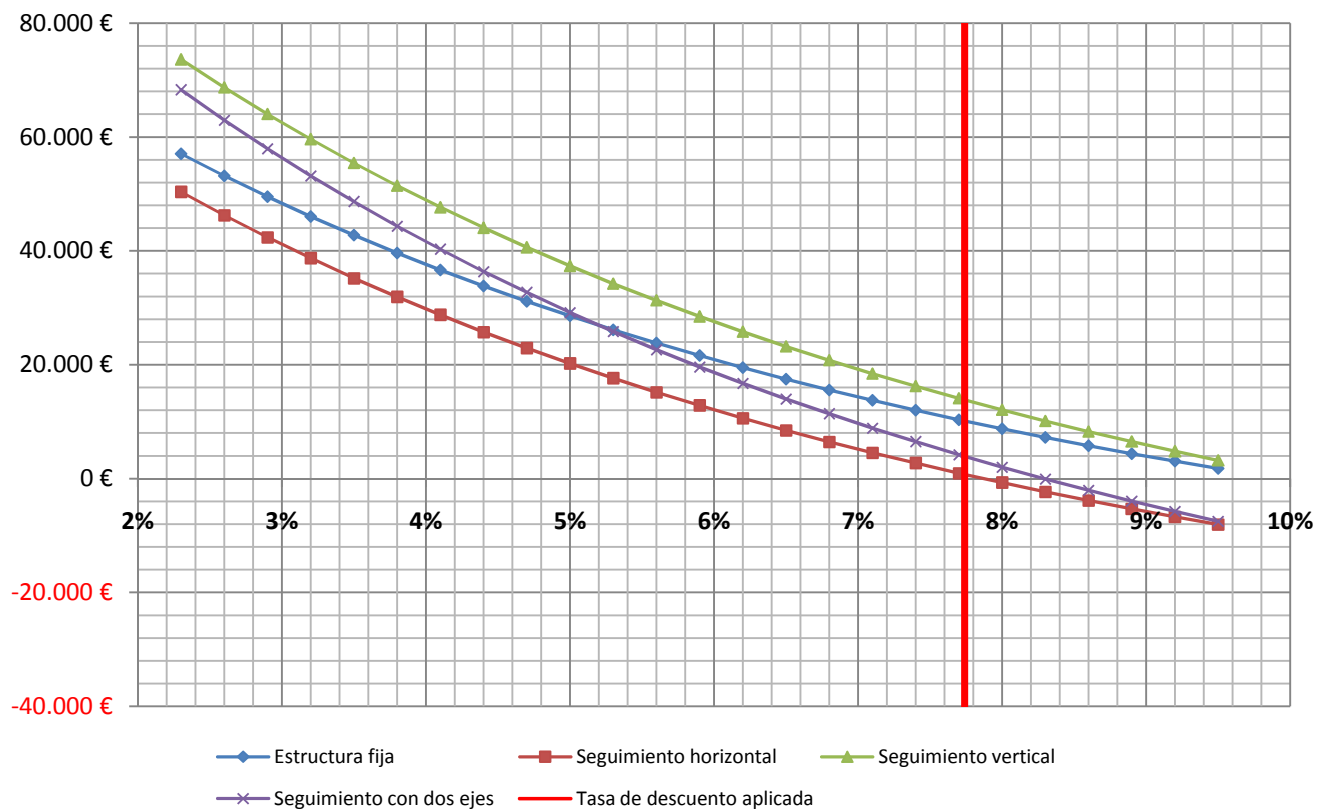


Figura 40. Perfiles VAN en las distintas instalaciones de Murcia

En este caso, en todas las instalaciones la Tasa Interna de Rentabilidad queda lo suficientemente alta como para generar un VAN positivo. Se puede apreciar en el perfil de los diferentes VAN que la instalación de seguimiento vertical está por encima de las demás, así que económicamente es la mejor inversión si tenemos en cuenta el mayor valor generado.

8. Comparación entre los casos estudiados

Si se compara la producción en ambas localizaciones geográficas, con la misma tecnología se aprecia una diferencia constante en la producción en torno al 20% de la producción. En la Figura 41, se muestran los resultados:

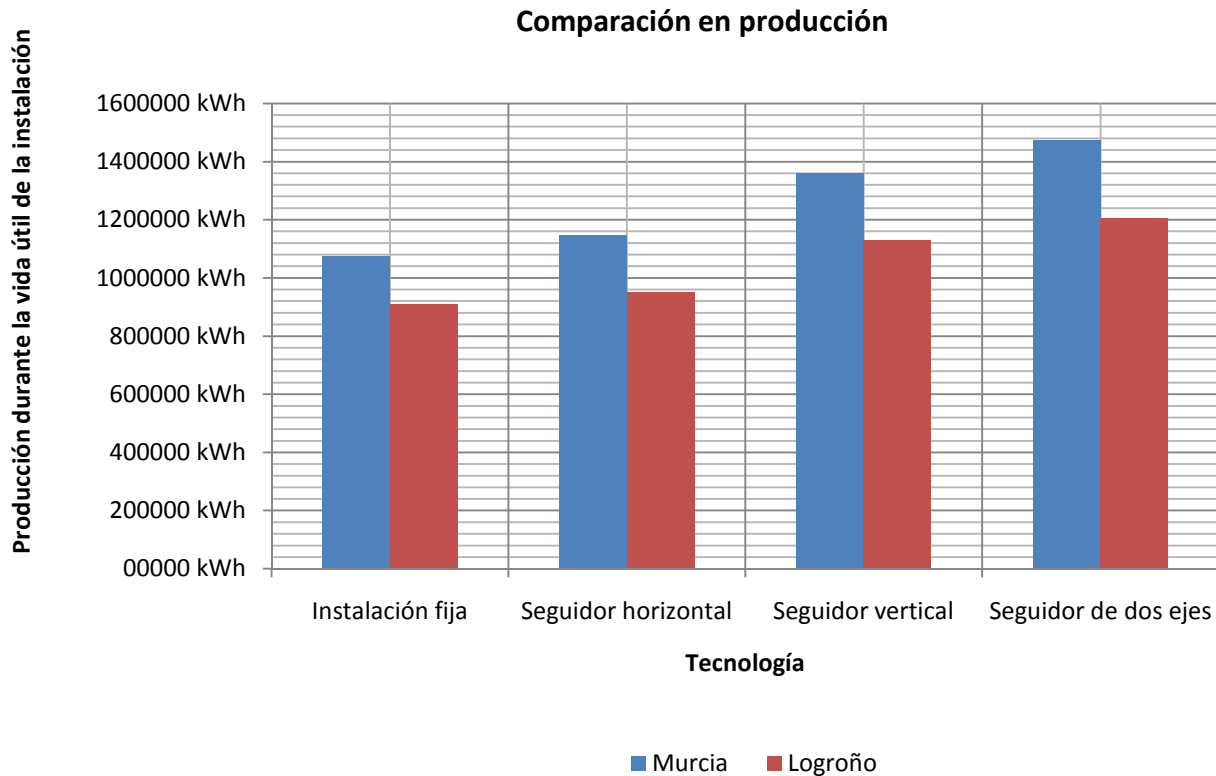


Figura 41. Comparación de producción de las distintas localizaciones geográficas en función de la tecnología empleada en cada instalación

Cabe señalar, que si se compara la instalación fija con las instalaciones dotadas de sistemas de seguimiento la variación en Logroño es:

- De instalación fija a seguidor con eje horizontal es del 4,5%
- De instalación fija a seguidor con eje vertical es del 20 %
- De instalación fija a seguidor con dos ejes es del 25 %

La misma comparación en el caso de Murcia, queda como:

- De instalación fija a seguidor con eje horizontal es del 6,2 %
- De instalación fija a seguidor con eje vertical es del 21 %
- De instalación fija a seguidor con dos ejes es del 27,1 %

La diferencia no es muy significativa, pero existe. La variación más importante es la de seguidor con dos ejes, con un 2,1 % de diferencia.

Si se quiere tener un criterio sobre la sostenibilidad y cuantificar de alguna manera, qué instalación es la más eficiente en términos de fuente de energía, en la Figura 42 se muestra la Tasa de Retorno de energía en función de la tecnología y la localización geográfica.

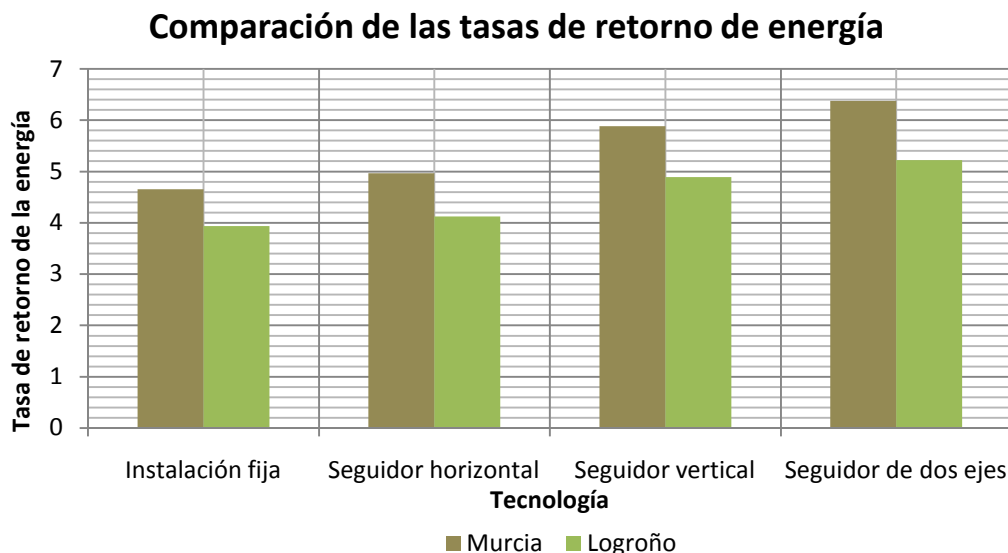


Figura 42. Comparación de las tasas de retorno de energía en las distintas localizaciones geográficas en función de la tecnología empleada en cada instalación

Las variaciones de las tasas de retorno de energía mantienen la misma proporción que en la comparación de la producción de energía. Esto es debido a que la tasa de retorno de energía está relacionada con la producción durante la vida útil de las instalaciones.

De la misma forma, cabe esperar que las emisiones sigan gráficos parecidos a los dos anteriores, pues también dependen de toda la energía producida durante la vida útil de las instalaciones. En la Figura 43 se muestran las emisiones de CO₂ que se dejarían de emitir con el uso de las instalaciones fotovoltaicas en función de la tecnología.

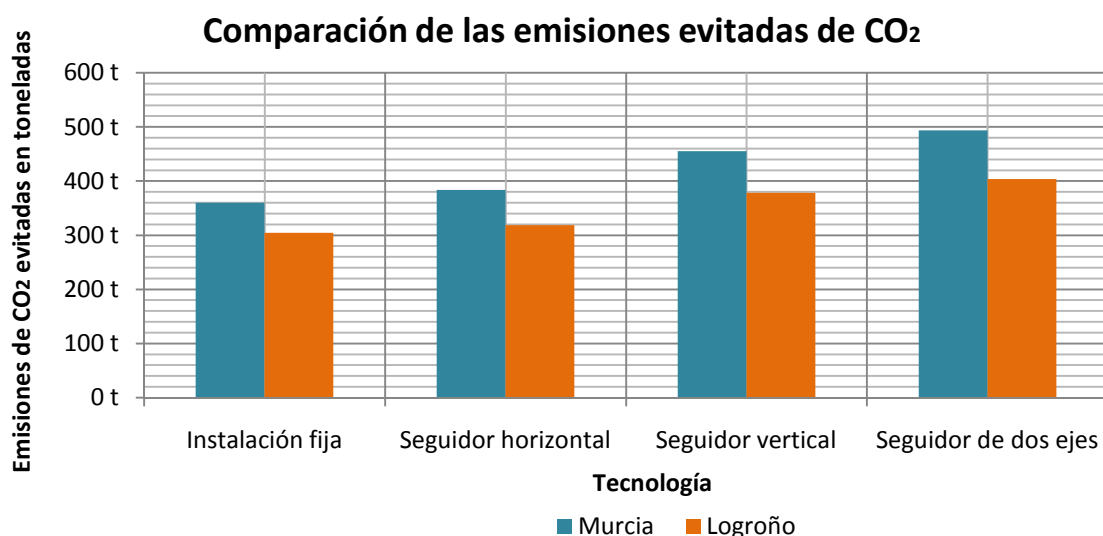


Figura 43. Comparación de las emisiones de CO₂ que se dejarían de emitir en las distintas localizaciones geográficas en función de la tecnología empleada en cada instalación

En el caso de las emisiones de SO_2 los resultados quedarían como se muestran en la siguiente figura:

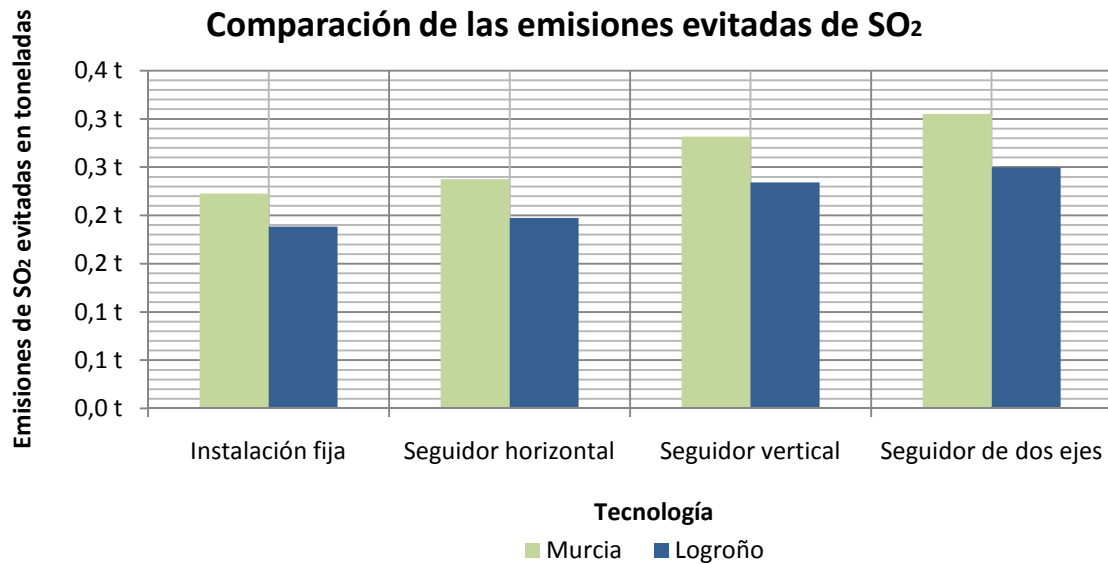


Figura 44. Comparación de las emisiones de SO_2 que se dejarían de emitir en las distintas localizaciones geográficas en función de la tecnología empleada en cada instalación

Y para el caso de las emisiones de NO_x que se evitarían con el uso de la instalación fotovoltaica, los resultados se exponen en la siguiente figura:

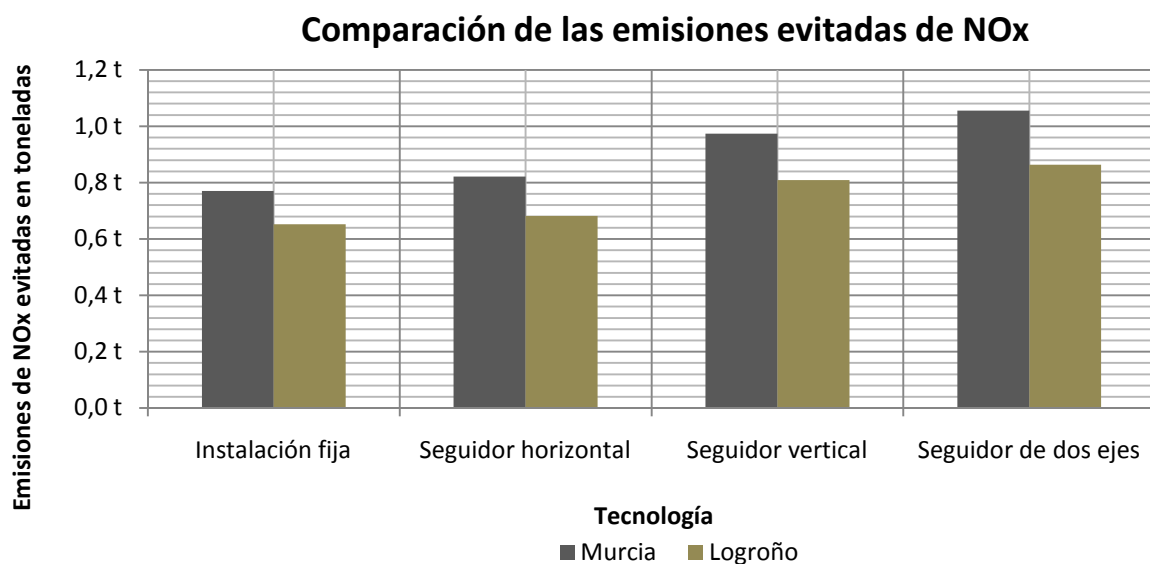


Figura 45. Comparación de las emisiones de NO_x que se dejarían de emitir en las distintas localizaciones geográficas en función de la tecnología empleada en cada instalación

En términos económicos, en la Figura 46 se muestra la variación en los costes de inversión de las distintas instalaciones:

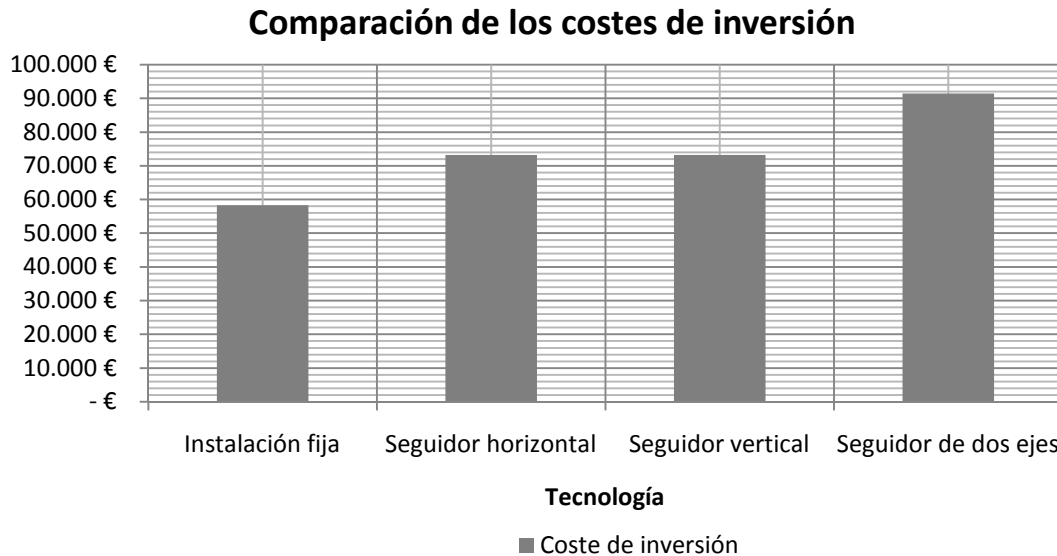


Figura 46. Comparación de los costes de inversión en función de la instalación

Si se compara la variación del coste de la inversión con la variación de la producción de energía de cada instalación durante su vida útil, tomando la instalación fija como referencia se aprecia que la instalación más desfavorable es la instalación del seguimiento horizontal, pues el incremento del 25,5 % que implica la inversión en la instalación de seguimiento horizontal con respecto a la instalación fija solo incrementa la producción de energía en un 4,7 % para el caso de Logroño y un 6,7 % para el caso de Murcia.

Por otra parte, si en lugar de comparar la instalación horizontal se compara la instalación con seguimiento vertical, se tiene que un incremento del 25,5 % de la inversión implica un incremento en la producción del 24,2 % para el caso de Logroño y un 26,4 % para el caso de Murcia.

Y por último, comparando la instalación fotovoltaica de seguimiento a dos ejes, que implica un incremento en la inversión del 56,8 %, implica un incremento en la producción de 32,5 % para el caso de Logroño y un 37,1 % para el caso de Murcia.

Así pues, comparando coste de inversión con la energía producida, la correlación más alta entre inversión y producción se da en la instalación de eje vertical.

9. Conclusiones

A día de hoy, en el escenario actual en el que nos encontramos, los beneficios obtenidos de una inversión en una instalación fotovoltaica no es tan alta como antes. Aunque, como se ha podido apreciar en los casos estudiados, esto hace que donde es más favorable, las tasas de retorno energéticas también son mayores, así pues se puede decir del mecanismo de balance neto que actúa como un filtro a favor a la sostenibilidad energética y eficiencia en el uso de los recursos energéticos.

Aunque por otra parte, si evaluamos un posible escenario futuro, suponiendo que el precio de la electricidad hoy mismo subiese un 10 %. Los perfiles de VAN en Logroño quedarían como en la siguiente figura:

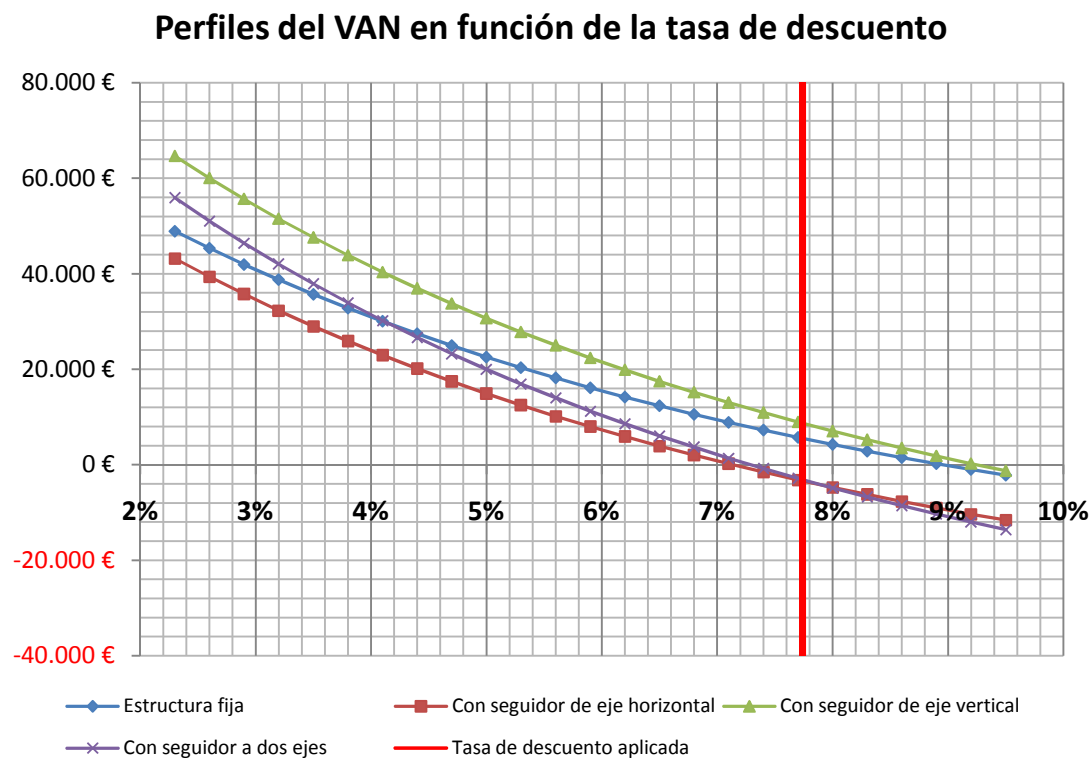


Figura 47. VAN en Logroño, en función de la tasa de descuento teniendo en cuenta un 10% en el incremento del precio del kWh

Las instalaciones en las cuales valdría la pena invertir serían en la instalación con seguidor de eje vertical o en la instalación de estructura fija. Sería mejor invertir en la instalación de estructura fija por su fiabilidad, ya que se eliminaría el riesgo de que algún seguidor se averiase. El valor actual neto de la inversión obtenido estaría en torno a los 5 000€. En las instalaciones de seguidor de eje horizontal y con doble eje no valdría la pena invertir.

Para el caso de Murcia los perfiles del VAN quedarían como se muestra en la siguiente figura:

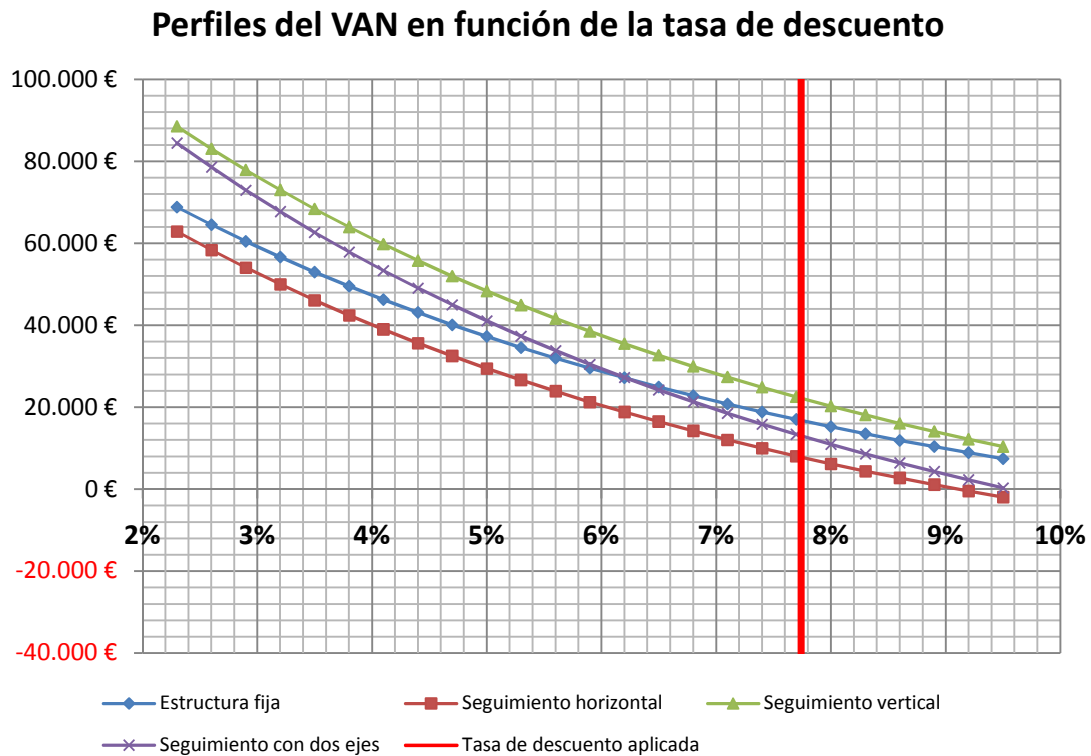


Figura 48. VAN en Murcia, en función de la tasa de descuento teniendo en cuenta un 10% en el incremento del precio del kWh

En este posible escenario en Murcia, todas las instalaciones seguirían produciendo un VAN mayor que cero con una tasa de descuento del 7,74%. Para este punto, la mejor inversión es en la instalación de seguimiento vertical, con un valor actual neto superior a 20 000€, 4 veces más alto que la instalación de Logroño. La curva del VAN es cercana a la de estructura fija, la diferencia es aproximadamente 6 000€, a lo mejor es preferible invertir en la instalación de estructura fija por su fiabilidad en cuanto a fallos, ya que ésta no necesita mecanismos para el seguimiento solar.

A la vista de la nueva legislación, con el balance neto como compensación económica, la evaluación del proyecto a día de hoy, no debe centrarse tanto en la componente económica, ésta tan solo es una más dentro de las tres componentes a evaluar: financiera, energética y medioambiental. Es probable que a la vista de los resultados de éste análisis una empresa no vaya a beneficiarse visiblemente llevando a cabo el proyecto, quizá el valor que produzca la inversión no sea muy alto, pero sin duda estará generando una imagen de la empresa hacia el exterior, hacia posibles clientes concienciados con la sostenibilidad y el medio ambiente. Esto no se refleja en el análisis pero muchas empresas se benefician de la concienciación de los ciudadanos sobre estos asuntos, ya que con internet, los ciudadanos tienen más información sobre las actividades de las empresas.

10. Bibliografía

- [1] Alder Richard B., Smith A. C., Longini R. L. (1970). *Introducción a la física de los semiconductores*. Barcelona: Reverté. *La consulta de este libro fue para obtener una visión más sólida sobre el funcionamiento de una célula solar fotovoltaica.*
- [2] Markvart Tom, Castañer Luis (2006). *Practical Handbook of Photovoltaics Fundamentals and applications*. Oxford: Elsevier. *La consulta de este libro fue para obtener una visión más sólida sobre el funcionamiento de una célula solar fotovoltaica.*
- [3] Nelson Jenny (2003). *The physics of Solar cells*. United Kingdom: Imperial College. *La consulta de este libro fue para obtener una visión más sólida sobre el funcionamiento de una célula solar fotovoltaica.*
- [4] Lamaison Martín Rafael (2006). *Apuntes de Energía Solar Fotovoltaica*. Disponible en Web: <http://tec.upc.es/esf/PRINCIPIO_FISICO_CELDAS.pdf> *La consulta de estos apuntes fue para obtener una visión más sólida sobre el funcionamiento de una célula solar fotovoltaica.*
- [5] Zekai Şen (2008). *Solar Energy Fundamentals and Modeling Techniques: atmosphere, environment, climate change and renewable*. London: Springer *La consulta de este libro fue para revisar los conocimientos sobre conceptos básicos como la constante solar, los distintos tipos de radiación, el Sol como fuente de energía y modelos de estimación de la radiación.*
- [6] Departamento propio (2004). *Instalaciones de energía Solar. Tomos: 2 y 5*. España: Artes Gráficas Gala, S.L. *La consulta de este libro fue para fundamentar las descripciones de los componentes de una instalación fotovoltaica.*
- [7] Richard A. Brealey, Stewart C. Myers, Alan J. Marcus, Petra Mateos-Aparicio (2010). *Finanzas corporativas*. España: McGraw-Hill. *La consulta de este libro fue para repasar conceptos como valor actual neto, tasa interna de retorno y aprender a dar una visión más general del análisis a través de los perfiles de VAN.*
- [8] Ewen Ritchie, Alin Argeseanu, Krisztina Leban. *Robust Solar Position Sensor for Tracking Systems*. Disponible en Web: <<http://vbn.aau.dk/files/19120654/Publication>> *La consulta de este documento fue para ampliar la información sobre tipos de sensores.*
- [9] Vasilis Fthenakis, Erik Alsema (2006). *Photovoltaics Energy Payback Times, Greenhouse Gas Emissions and External Costs: 2004-early 2005 Status*. Disponible en Web: <<http://igitur-archive.library.uu.nl/chem/2007-0621-201713/NWS-E-2006-27.pdf>> *La consulta de este documento fue para obtener los datos de cuánta energía se empleaba para fabricar un panel fotovoltaico policristalino.*

[10] Marisa J. de Wild-Scholten, Erik Alsema (2006). *Environmental Impacts of Crystalline Silicon Photovoltaic Module Production*. Disponible en Web: <<ftp://ftp.ecn.nl/pub/www/library/report/2006/rx06041.pdf>> La consulta de este documento fue para obtener los datos de las emisiones que producían la producción de un panel solar fotovoltaico.

[11] Roberto Faranda, Sonia Leva (2008). *Energy comparison of MPPT techniques for PV Systems*. Disponible en Web: <<http://www.wseas.us/e-library/transactions/power/2008/27-545.pdf>> La consulta de este documento fue para obtener información sobre los distintos algoritmos de control del MPPT.